



МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «СОВРЕМЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ»

МОЛОДЕЖНОЙ СЕКЦИИ РНК СИГРЭ

22 апреля 2026 г.

СБОРНИК ТРУДОВ

**СМОЛЕНСК
2026**

УДК 621.31
С84

Рецензенты:
Доктор технических наук, профессор Кавченков В.П.

СОВРЕМЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ.
Сборник трудов Молодежной научной конференции. – 2026. – 88 с.

ISBN 978-5-91412-566-7

В сборнике публикуются труды участников молодежной научной конференции Молодежной секции РНК СИГРЭ «Современные направления развития энергетики», в которых изложены результаты оригинальных научно-технических работ в области электроэнергетики. Материалы посвящены актуальным вопросам проектирования, строительства, эксплуатации и управления объектами электроэнергетической инфраструктуры, включая воздушные линии электропередачи и их элементы, подстанции и электроустановки, системы релейной защиты и автоматики, а также технологии векторных измерений. Существенное внимание уделено проблемам функционирования и управления энергосистемами, вопросам управления техническими и иными ресурсами при их эксплуатации, методам анализа технических характеристик энергосистем и оценки их надежности.

Издание предназначено для научных работников и преподавателей вузов, магистров и аспирантов, осуществляющих исследования в данных научных областях.

ISBN 978-5-91412-566-7

© Авторы
© филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске. 2026

СВЕРХНОРМАТИВНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ОБУСЛОВЛЕННЫЕ ПЕРЕТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ

В современной электроэнергетике РФ для повышения эффективности функционирования необходимо использовать энергосберегающие технологии во всех ее отраслях. На предприятиях филиалов ПАО «Россети» одним из основных направлений энергосбережения является применение различных мероприятий по снижению потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях напряжением 6-10, 35, 110 кВ. Существенную долю указанных потерь составляют нагрузочные (переменные) потери электроэнергии в таких элементах электрических сетей как линии электропередачи и силовые трансформаторы подстанций [1].

При передаче электроэнергии по проводам линий электропередачи и обмоткам трансформаторов возникают нагрузочные потери активной электроэнергии двух видов: от передачи активной и передачи реактивной нагрузки (мощности). Значительная часть нагрузочных потерь активной электроэнергии зависит именно от передаваемой по элементам электрических сетей реактивной мощности, т.е. от перетоков реактивной мощности в процессе эксплуатации.

Перетоки реактивной мощности, приводящие к соответствующим дополнительным потерям активной электроэнергии, увеличивают ежегодные издержки (затраты) на эксплуатацию электрических сетей. Также передача реактивной мощности оказывает влияние на режимы и уровни напряжения в узлах электрической сети, повышает максимум нагрузки всей электрической системы.

Для определения величины нагрузочных потерь электроэнергии электрической сети от перетоков реактивной мощности может быть использовано следующее выражение:

$$\Delta W = \frac{R}{U_H^2} \cdot \frac{\sum W_{OTi}^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_i)}{t_i}$$

где R , U_H - соответственно активное сопротивление, номинальное напряжение элемента электрической сети;

W_{OTi} – среднее значение отпуска активной электроэнергии потребителям для i -го элемента за время t_i ;

$\operatorname{tg} \varphi_i$ - коэффициент реактивной мощности нагрузки i -го элемента.

Из приведенного выражения следует, что величина потерь электроэнергии зависит от коэффициента реактивной мощности ($\operatorname{tg} \varphi$) нагрузки потребителей, подключенных к сетям. Снижение коэффициента $\operatorname{tg} \varphi$ приводит к снижению потока реактивной мощности по элементам электросетей и, следовательно, к снижению потерь активной электроэнергии от передачи реактивной мощности.

Для снижения величины коэффициента реактивной мощности в узлах электрических сетей устанавливают источники реактивной мощности. Реализация таких действий - это компенсация реактивной мощности (КРМ) для целенаправленного воздействия на баланс реактивной мощности в электрической системе и решение задач регулирования напряжения, снижения потерь электроэнергии.

При выборе технических параметров и мест установки устройств КРМ необходимо руководствоваться Приказом Минэнерго РФ [2], в котором установлены требования к значениям соотношения потребления активной и реактивной мощности для их включения в договора об оказании услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями (СО) потребителям электрической энергии (далее - потребители). В данном нормативном документе значения соотношения потребления активной и реактивной мощности задаются максимальным значением коэффициента реактивной мощности ($\text{tg}\varphi_m$) нагрузки потребителей, подключенных к сетям в часы наибольших суточных нагрузок. Эти значения различаются по уровням напряжения в точках поставки электроэнергии потребителям (точках подключения к электрическим сетям СО) - 110 кВ (154 кВ), 35 кВ (60 кВ), 1 - 20 кВ, ниже 1 кВ.

Потребители должны обеспечивать требуемое значение коэффициента $\text{tg}\varphi$ в точках поставки различными способами снижения потребления реактивной мощности, в том числе установкой устройств генерации реактивной мощности, например, батарей статических конденсаторов. В часы режимов минимальных суточных нагрузок электрической сети значения коэффициента реактивной мощности (генерируемой) принимаются равными нулю, т.е. устройства КРМ в эти часы должны отключаться.

Требование к потребителям по величине коэффициента реактивной мощности фактически является условием нормирования потребления реактивной электроэнергии, а невыполнение этого условия приводит к сверхнормативным перетокам реактивной мощности по элементам электрической сети и сверхнормативным потерям электроэнергии.

В данной статье приведены результаты исследования потерь электроэнергии в электрических сетях напряжением 6-10, 35, 110 кВ для одного из филиалов ПАО «Россети», обусловленных перетоками реактивной мощности при фактическом, нормативном и сверхнормативном режиме потребления реактивной электроэнергии потребителями, подключенным к центрам питания (ЦП) — подстанциям 35-110/6-10 кВ..

На первом этапе выполнения исследований были проведены расчеты установившихся режимов электрических сетей филиала для режимных суток года (зимнего максимума и летнего минимума нагрузок) соответственно до и после установки устройств КРМ. При проведении расчетов использовались программный комплекс RastrWin3 [3] и следующая исходная информация:

- электрические схемы сетей с указанием числа, марок и сечений проводов воздушных линий (ВЛ);
- число, мощность и тип силовых трансформаторов ЦП;

- годовое потребление электроэнергии и расчетные электрические нагрузки потребителей;
- показатели режима потребления реактивной электроэнергии;
- максимальное (нормативное) значение коэффициента реактивной мощности потребителей ($\text{tg}\varphi_m$) принято равным 0,4 [2] для всех потребителей с точки поставки электроэнергии на напряжении 35-110 кВ ЦП.

В результате проведения расчетов были получены следующие данные:

- условно- постоянные и нагрузочные составляющие технических потерь электроэнергии;
- потери электроэнергии в трансформаторах и воздушных линиях электропередачи (ВЛ);
- соотношения значений потерь электроэнергии на холостой ход (хх) трансформаторов и нагрузочных потерь в трансформаторах и ВЛ;
- потери электроэнергии в сетях при фактическом потреблении реактивной мощности потребителями без установки устройств КРМ;
- значения составляющих потерь электроэнергии в элементах сети в процентах к отпуску электроэнергии;
- параметры режима передачи реактивной электроэнергии потребителям при фактическом и максимальном (нормативном) коэффициенте реактивной мощности.

По результатам анализа выполненных расчетов были сделаны следующие выводы:

1. Технические потери электроэнергии в сети напряжением 6-10, 35, 110 кВ составляют 97% суммарных технологических потерь электроэнергии или 10,18% от отпуска электроэнергии в сеть этих классов напряжений, из них на условно-постоянные потери составляют – 45,14%, нагрузочные потери – 54,86%. Таким образом, нагрузочные потери составляют наибольшую долю потерь электроэнергии и в значительной степени зависят от перетоков реактивной мощности.

1.1. По трем уровням напряжения сетей наибольшие значения нагрузочных потерь электроэнергии приходится на нагрузочные потери в ВЛ 110 кВ, 35 кВ, 6-10 кВ – соответственно 92,87%; 73,28%; 84,68%.

1.2. В абсолютных единицах (тыс.кВт·ч) наибольшие значения имеют место у нагрузочных потерь ВЛ 110 кВ [25%] и 6-10 кВ [22,4%]], а в процентах к отпуску электроэнергии в сети наибольшие потери это потери в сети 6-10 кВ [4,39%], а наименьшие потери – это нагрузочные потери в трансформаторах 35 кВ и 110 кВ [0,15% и 0,11%].

2. Фактическое годовое потребление реактивной электроэнергии с нормированием отпуска W_Φ составляет 286400,46 тыс.квар·ч, в том числе:

2.1. Отпуск электроэнергии W_Φ для отдельных потребителей находится в пределах от 4,86 тыс.квар·ч до 39824,35 тыс.квар·ч.

2.2. Величина отпуска активной электроэнергии потребителям, находится в пределах от 33,97 до 5873,96 тыс. кВт·ч в год, а значения фактического коэффициента реактивной мощности – от 0,12 до 8,6.

3. Суммарные фактические потери электроэнергии в сетях от перетоков реактивной электроэнергии равны 7418,93 тыс.кВт·ч в год или примерно 0,3% от отпуска активной электроэнергии в сети 6-10 кВ или 6% от потерь электроэнергии от суммарных перетоков реактивной электроэнергии.

4. Снижение потерь электроэнергии при нормировании потребления реактивной мощности по сравнению с фактическим потреблением составляет по классам напряжений 35-110 кВ и 6-10 кВ соответственно 0,6% и 0,5%, и в целом – 0,54%.

5. Объем сверхнормативного потребления реактивной электроэнергии, приведенный к шинам 6-10 кВ ПС составил 420024,75 тыс.квар·ч, что привело к возникновению в сети 35-110 кВ потерь электроэнергии от данных перетоков в объеме 885,08 тыс.кВт·ч, (0,021% от отпуска активной электроэнергии в сеть);

6. Годовые потери электроэнергии в сети 6-10 кВ, вызванные перетоками сверхнормативных значений потребления реактивной электроэнергии составили 564,44 тыс.кВт·ч (0,019% от отпуска активной электроэнергии).

В итоге установлено, что выполнение условий нормирования потребления реактивной электроэнергии (коэффициента реактивной мощности) приводят к снижению потерь электроэнергии в питающих сетях 6-10 кВ отдельных потребителей на (1,24-119,58)%, относительно фактических потерь электроэнергии.

В перспективе проведения аналогичных исследований целесообразно разработать методику технико-экономического обоснования норматива $\text{tg}\varphi$ с учетом режимов работы и электрической схемы подключения потребителей

Результаты проведенных исследований могут быть положены в основу разработки эффективной системы привлечения потребителей к участию в КРМ энергосистемы с соблюдением баланса интересов между электросетевыми снабжающими организациями и потребителями электроэнергии.

Литература.

1. Шведов Г.В. и др. Потери электроэнергии при её транспорте по электрическим сетям: расчёт, анализ, нормирование и снижение: учебное пособие для вузов/под ред. Ю.Р. Железко.– М.: Издательский дом МЭИ, 2013.

2. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (утв. приказом Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380) - М.: Энергоатомиздат, 2015

3. Программный Комплекс расчета, оптимизации и анализа установившихся, аварийных и переходных режимов энергосистем "RastrWin3" (ПК RastrWin3): свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ №20111619321 Российская Федерация / В.Г. Неуймин — №666003204287; заявл. 05.12.2011; опубл. 26.02.2019, Бюл. №63. — 1 с.

КОМПЛЕКС ДЛЯ ПРОВЕРКИ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СИГНАЛАМИ СЛОЖНОЙ ФОРМЫ

Проверка устройств релейной защиты (РЗ) может осуществляться как для подтверждения установленных производителем технических характеристик, так и для анализа правильности работы при определенных режимах эксплуатации.

В первом случае для формирования тестовых сигналов, представляющих собой аналоговые сигналы тока или напряжения, чаще всего используются специализированные измерительные комплексы (ИК). При этом сигнал задается либо в виде синусоиды определенной амплитуды и частоты, либо как составной сигнал, представляющий собой сумму гармоник и апериодической составляющей [1].

Во втором случае вид и форма тестовых сигналов определяются параметрами и режимом работы сети, в которой установлены или предполагается установка испытываемых РЗ. Усложнение форм сигналов переходных режимов может быть при исследовании поведения защиты при бросках намагничивающего тока (БНТ) силовых трансформаторов или насыщении измерительных трансформаторов тока (ТТ). При этом такие сложные сигналы зачастую невозможно записать в виде аналитического выражения и представить как сумму отдельных компонент, поэтому для их воспроизведения измерительным комплексом могут быть использованы либо записанные реальные осциллограммы определенного режима, либо осциллограммы, полученные в результате математического моделирования. Получение реальных осциллограмм для всех расчетных режимов требует предварительного осуществления данных режимов на физическом объекте, что затруднительно, особенно для проектируемых электроустановок и защит. Поэтому предпочтительным вариантом для получения осциллограмм является моделирование, которое может проводиться в режиме реального или модельного времени.

Комплексы моделирования в режиме реального времени (Real Time Digital Simulator – RTDS) позволяют не только сформировать осциллограмму переходного процесса, но и отследить реакцию на данный режим как устройства защиты, так и энергосистемы в целом [2]. Однако высокая стоимость оправдана только при исследовании больших систем и ограничивает применение данных комплексов для учебных и научных работ.

Моделирование в автономном режиме модельного времени осуществляется при помощи специальных компьютерных программ, стоимость даже платных версий которых существенно ниже, чем стоимость RTDS. Поэтому, если не требуется проведения исследования обратного влияния работы РЗ на энергосистему, использование данного вида моделирования является целесообразным.

Примером реализации данного варианта является комплекс, разработанный в Белорусском национальном техническом университете на базе программы MATLAB Simulink и ИК СМС 356 фирмы OMICRON [3].

В настоящее время ввиду ограничений использования иностранного программного обеспечения и оборудования в области электроэнергетики, актуальной является разработка аналогичных комплексов на базе отечественного производства.

В данной работе для этих целей предлагается совместное использование среды динамического моделирования SimInTech и ИК РЕТОМ-61. Данные программы устанавливаются на управляющий персональный компьютер, который передает информацию для формирования тестовых сигналов на устройство РЕТОМ-61 (рис. 1). Данное устройство, в свою очередь, подключается аналоговыми выходами к проверяемому устройству защиты. После срабатывания защиты записанные осциллограммы работы РЗ передаются обратно на управляющий компьютер для их чтения и анализа.



Рисунок 1 – Структура комплекса для проверки устройств защиты

Особенности взаимодействия указанных программных обеспечений рассмотрены на примере проверки работы первой ступени максимальной токовой защиты (МТЗ) имеющегося в лаборатории РЗ Смоленского филиала «МЭИ» микропроцессорного устройства защиты СИРИУС-2Л при сильном насыщении ТТ.

Осциллограммы переходных режимов для проверки РЗ получены в SimInTech путем моделирования первичной сети 10 кВ и измерительных трансформаторов тока (рис. 2). Аварийный режим задается блоком Короткозамыкатель, в настройках которого указывается вид замыкания и момент времени его возникновения.

Для моделирования выбран ТТ ТПОЛ-10. 600/5. Подробное описание параметров и свойств модели данного ТТ приведено в [4]. В параметрах источника значение тока трехфазного замыкания задано равным 9600 А, что соответствует току предельной кратности рассматриваемого ТТ. Степень насыщения регулировалась изменением активного сопротивления нагрузки ТТ.

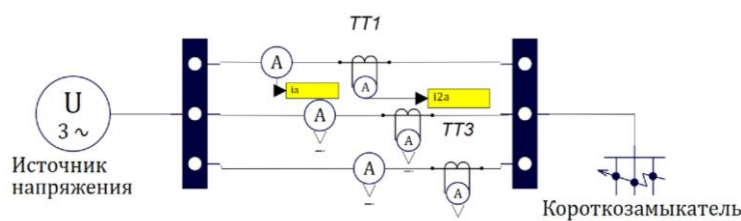


Рисунок 2 – Модель сети в SimInTech

Мгновенные значения первичного i_1 и вторичного i_{2a} токов фазы А используются для записи осциллограмм в формате COMTRADE (рис. 3).

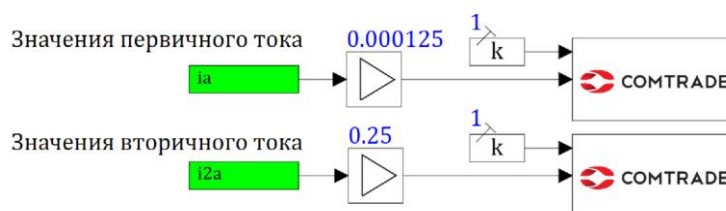


Рисунок 3 – Субмодель записи осциллограмм токов

Поскольку в дальнейшем данные осциллограммы будут выдаваться в виде аналоговых сигналов ИК РЕТОМ-61, максимальное действующее значение источника тока которого без использования дополнительных усилителей составляет 15 А, в субмодель введены масштабирующие множители, ограничивающие значение тока до указанного значения. Масштабирующий множитель для первичного тока также учитывает коэффициент трансформации ТТ для приведения данного тока к значениям вторичного тока. Альтернативным вариантом является использование коэффициентов усиления в программе РЕТОМ-61.

Блок COMTRADE имеет возможность записи как аналоговых, так и дискретных сигналов. Поскольку последние в данном исследовании не используются, в свойствах данного блока наличие дискретных сигналов необходимо отключить (рис. 3). Также в свойствах задается имя файлов, куда будут сохранены осциллограммы с расширением .cfg и .dat, имя, фаза и единицы измерения сигналов.

Записанные файлы открываются в программе РЕТОМ-61 при помощи подпрограммы Comtrade. При настройке каналов выдачи сигналов устройством РЕТОМ-61 тестовые осциллограммы выдаются на аналоговые входы блока СИРИУС-2Л. Длительность аварийных осциллограмм принята равной 0,1 с.

На примере рассматриваемой задачи была протестирована работа защиты при насыщении ТТ для диапазона активного сопротивления вторичной нагрузки ТТ R_2 от 0,3 Ом до 1 Ом с шагом 0,1 Ом. Действующее значение периодической составляющей приведенного первичного тока с учетом масштабирующих множителей составляет 7,9 А, уставка первой ступени токовой защиты принята равной 7 А при уставке по времени равной 0 с. Осциллограммы работы защиты

при подаче сигналов приведенного первичного тока (т.е. без учета насыщения) и вторичного тока с насыщением приведены на рис. 4.

Свойства: vd_ZapisVFormatCOMTRADE_2

Свойства **Общие** Порты Визуальные слои

Поиск по названию, имени, формуле, значению

Название	Имя	Значение
Имя файла без расширения	File_Name	вторичный ток
Имя станции	Station_Name	station
Длительность предаварийной записи, с	Pre_Emergency_D...	0
Длительность послеварийной записи, с	Post_Emergency_...	0.5
Частота сети, Гц	Line_Frequency	50
Частота дискретизации, Гц	Sampling_Freque...	4000
Наличие аналоговых сигналов	Record_Analog_Si...	<input checked="" type="checkbox"/> Да
Наличие дискретных сигналов	Record_Discrete_...	<input type="checkbox"/> Нет
Аналоговые сигналы		
Имена сигналов	Analog_Signal_Na...	Ia
Фазы сигналов	Analog_Signal_Ph...	A;
Имена компонентов электросхемы	Analog_Circuit_Co...	TT1;
Единицы изменения величин сигналов	Analog_Signal_Units	A

Рисунок 3 – Окно задания свойств блока записи осциллограмм

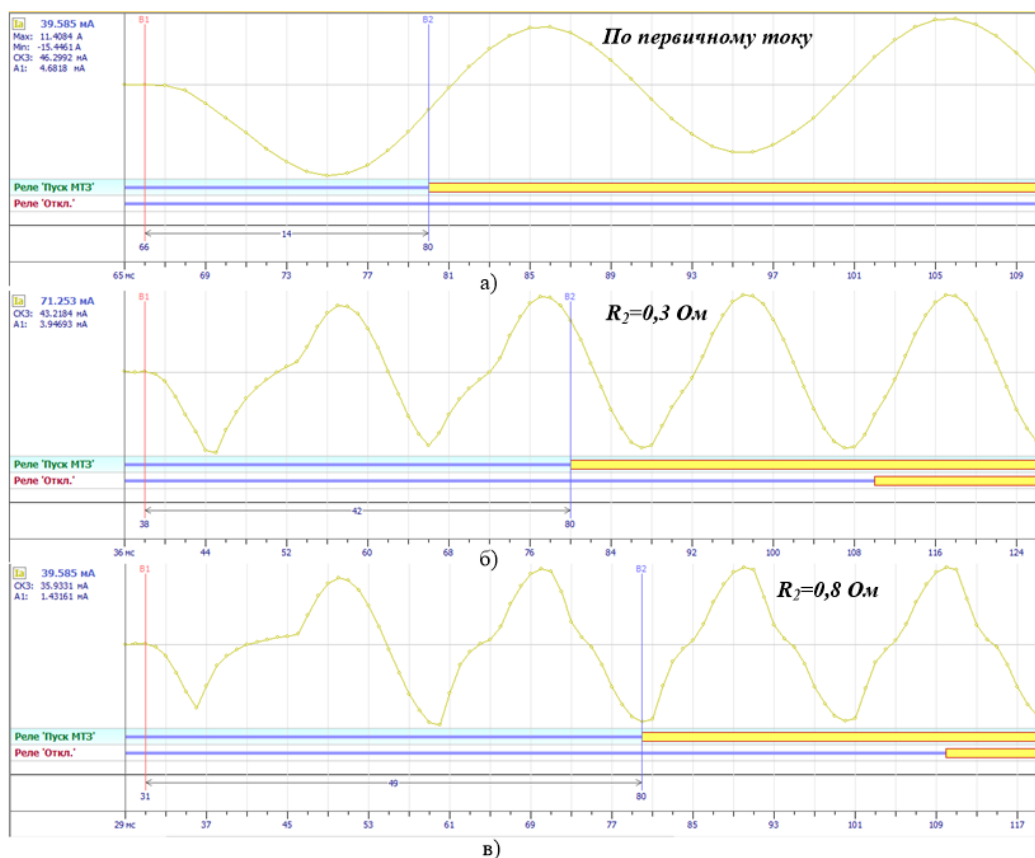


Рисунок 4 – Осциллограммы работы РЗ

Было получено, что при увеличении сопротивления нагрузки ТТ свыше 0,8 Ом пуска защиты не происходит и устройство СИРИСУС-2Л не срабатывает. Для меньших значений R_2 насыщение увеличивает время с момента появления аварийного сигнала до пуска защиты по сравнению с осциллограммой по пер-

вичному току с 14 до 42 мс для $R_2 = 0,3 \text{ Ом}$ и до 49 мс для $R_2 = 0,8 \text{ Ом}$. Для тестируемого блока защиты предусмотрено восстановление синусоидальной формы сигналов при погрешностях ТТ вплоть до 50%. Для рассматриваемых сигналов погрешность на первом периоде превышает 50%, что и обуславливает указанное замедление защиты.

Таким образом, на основе предложенной структуры испытательного комплекса посредством моделирования были сформированы тестовые сигналы насыщения ТТ. Проведенная проверка позволила определить для принятых условий конкретной первичной схемы максимальную предельную величину сопротивления нагрузки ТТ, при котором защита срабатывает даже при искажении вторичного тока вследствие насыщения, а также время замедления защиты при этом. Использование моделирования позволяет сформировать осциллограммы тестовых сигналов сложных форм для многих других переходных режимов, что существенно расширяет возможности проверки устройств защиты без использования дорогостоящих программ RTDS.

Литература

1. Руководство по эксплуатации измерительного комплекса РЕТОМ-61. БРГА.441323.017 РЭ. Редакция 091110. - 217 с.
2. Мочалов, Д. О. Комплексы моделирования в реальном времени для современных энергосистем / Мочалов Д. О., Законьшек Я. В., Шамис М. А. // Релейная защита и автоматизация. – 2013. – № 01(10). – С. 70–74..
3. Новаш, И. В. Испытания микропроцессорных токовых защит: теория, моделирование, практика / И. В. Новаш, Ф. А. Романюк, В. Ю. Румянцев, Ю. В. Румянцев. – Минск : БНТУ, 2021. – 168 с.
4. Церковный, Р. С. Анализ методов расчета времени до насыщения электромагнитных трансформаторов тока / Р. С. Церковный, Л. В. Вайтеленко // Энергетика, Информатика, Инновации - 2025 : Сборник трудов XV Международной научно-технической конференции студентов и аспирантов, Смоленск, 19 ноября 2025 года. – Смоленск: Универсиум, 2025. – С. 10-15.

*Л.В. Вайтеленко, асп.; рук. Р.В. Солопов, к.т.н., доц.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЦИФРОВОГО ПУСКОВОГО ОРГАНА УСТРОЙСТВ БЛОКИРОВАНИЯ ПРИ КАЧЕНИЯХ

Устройствами блокирования при качаниях (УБК) оснащаются дистанционные защиты (ДЗ), предназначенные для работы в сетях с двухсторонним питанием [1]. Для исключения ложных срабатываний при качаниях УБК могут выполняться с пуском при коротком замыкании (КЗ) и с блокировкой при качаниях. В современных терминалах защиты отечественного производства наибольшее распространение получили устройства первой группы [2].

Для выявления аварийного режима и обеспечения работы ДЗ данные устройства содержат пусковой орган (ПО), реагирующий на появление при КЗ значительных приращений аварийных составляющих тока и напряжения [3]. В качестве таких аварийных составляющих при междуфазных КЗ используется ток обратной последовательности (ОП) I_2 . Структурная схема такого ПО представлена на рис. 1.

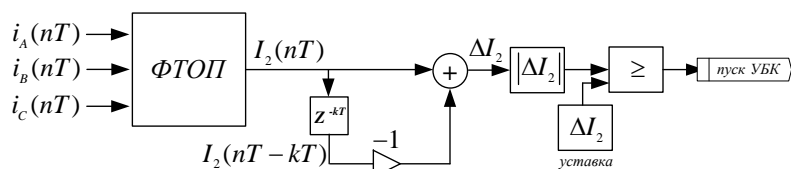


Рисунок 1 – Схема пускового органа по приращению тока обратной последовательности

Выделение вектора тока ОП по мгновенным значениям фазных токов осуществляется цифровым фильтром тока обратной последовательности (ФТОП) по следующему выражению [4]:

$$\bar{I}_2(nT) = \frac{1}{3} \left[I_{AB_X} + \frac{1}{2} I_{BC_X} - \frac{\sqrt{3}}{2} I_{BC_Y} + j \left(I_{AB_Y} + \frac{1}{2} I_{BC_Y} + \frac{\sqrt{3}}{2} I_{BC_X} \right) \right], \quad (1)$$

где n – номер текущей выборки; T – период дискретизации; I_{AB_X}, I_{BC_X} – действительные составляющие векторов линейных токов; I_{AB_Y}, I_{BC_Y} – мнимые составляющие векторов линейных токов.

Значения ортогональных составляющих векторов линейных токов могут быть получены по одному из алгоритмов цифровых измерительных органов [3], например, по алгоритму двух выборок.

Приращение тока ОП ΔI_2 вычисляется как разность между текущим модулем $I_2(nT)$ и задержанным на k периодов дискретизации значением $I_2(nT - kT)$. Среднее время задержки kT составляет 0,01 с.

Уставка $\Delta I_{2_уст}$ должна выбираться таким образом, чтобы обеспечить срабатывание ПО при минимальном токе ОП при КЗ в конце зоны действия ДЗ с коэффициентом чувствительности для основной зоны равным 1,5 [5].

Сложность обеспечения чувствительности и быстродействия рассматриваемого ПО может возникнуть для длинных протяженных линий при качаниях, сопровождающихся большим приращением $I_2(nT)$ в начальный момент переходного режима. Причинами возникновения значительного тока ОП в пусковом органе УБК при качаниях выступает, во-первых, значительное отклонение частоты в энергосистемах, что приводит к появлению погрешности в работе ФТОП, настроенного на работу при основной частоте, а во-вторых, появление аperiodической составляющей в первичных токах с различной по фазам величиной.

Для устранения данных недостатков могут использоваться схемы с интегрированием приращения тока $I_2(nT)$ и последующим двойным выделением приращения полученного сигнала. Однако данное решение приводит к значительному усложнению структуры ПО УБК.

В данной работе для совершенствования пускового органа УБК предложено выполнить его с входными сигналами, пропорциональными первой производной тока. Такие сигналы могут быть получены от дистанционных измери-

тельных преобразователей тока (ДИПТ), например, магнитных трансформаторов тока (МТТ). При этом в качестве контролируемой величины для УБК может использоваться действующее значение производной тока обратной последовательности $I'_2(nT)$ (рис. 2).

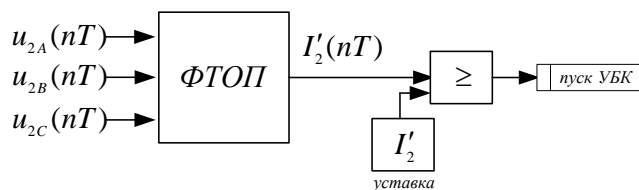


Рисунок 2 – Схема пускового органа по производной тока обратной последовательности

Исследование эффективности предложенной структуры УБК выполнено на основе компьютерного моделирования для линии 110 кВ длиной 50 км с двумя энергосистемами. Схема сети и ПО УБК реализована в программе SimInTech. Мгновенные значения вторичных напряжений ДИПТ задаются в модель ПО (рис. 3) через файл, в который предварительно сохранено решение модели магнитного поля преобразователей с проводниками в программе COMSOL Multiphysics. Для масштабирования вторичного напряжения ДИПТ к первичным значениям тока применен коэффициент преобразования $K_{пр}$. Для минимизации вычислительных затрат при моделировании период дискретизации сигналов в ПО принят равным 1 мс. Модель ФТОП для производной тока представлена на рис. 4. Вычисление действующего значения $I'_2(nT)$ осуществляется согласно (1) с использованием алгоритма двух выборок для разделения входных величин линейных токов на ортогональные составляющие. Для исключения ложного срабатывания ПО в переходном режиме фильтра сигнал от ФТОП выдается с периодом в 6 мс через элемент «Extr» (экстраполятор).

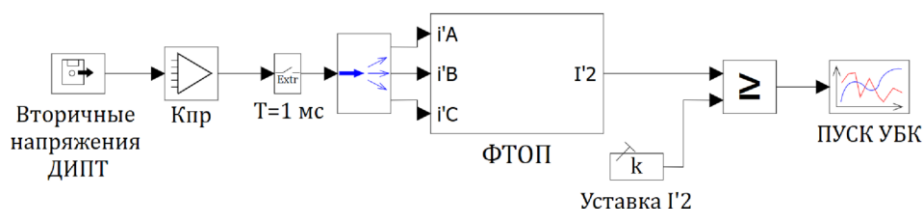


Рисунок 3 – Модель пускового органа по производной тока обратной последовательности

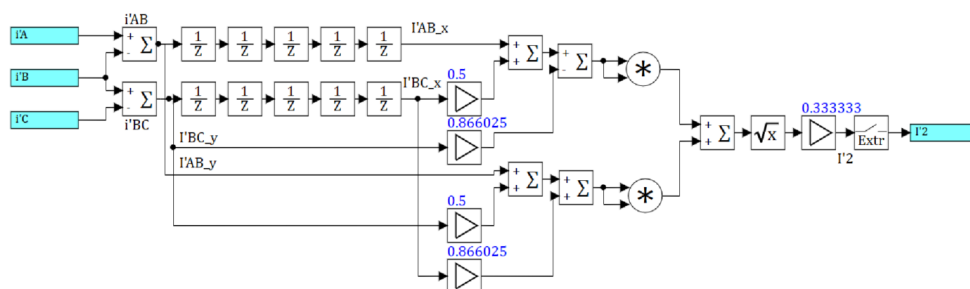


Рисунок 4 – Модель фильтра тока обратной последовательности

Для нахождения уставки ПО была получена осциллограмма выходных сигналов ФТОП, соответствующая режиму двухфазного КЗ в конце линии с минимальным значением $I'_2(nT) = 1890$ А (рис.5). Следовательно, уставка ПО согласно требованиям чувствительности [5] определена как $I'_{2_уст} = 1890 / 1,5 = 1260$ А. Осциллограмма пуска УБК при данном виде повреждения также приведена на рис. 5. Пуск происходит сразу же по истечении времени переходного режима в ФТОП без дополнительных задержек.

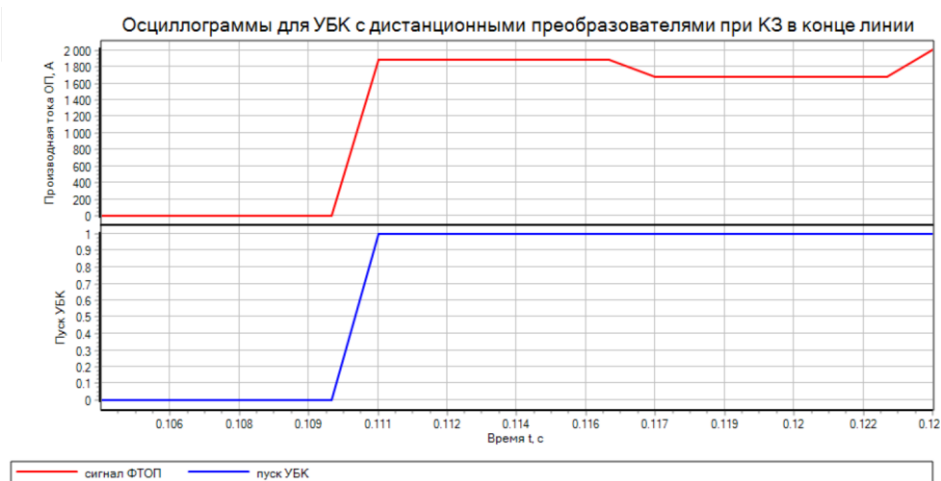


Рисунок 5 – Осциллограммы фильтра тока обратной последовательности и пускового органа УБК при КЗ в конце линии

Проверка несрабатывания при качаниях выполнена при максимальной разнице частот энергосистем в 3 Гц, что нормировано выбором уставок в [5]. Согласно полученным осциллограммам, максимальное значение небаланса при качаниях составляет 1052 А, что меньше уставки, поэтому пуска ПО УБК не происходит.

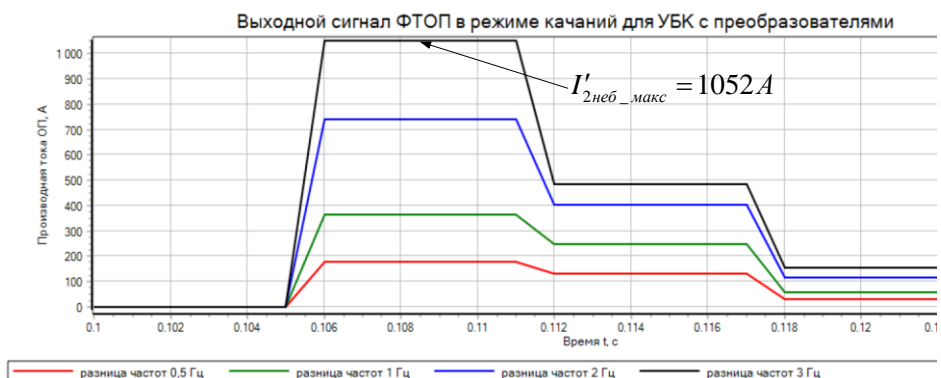


Рисунок 6 – Осциллограмма фильтра тока обратной последовательности при качаниях

Для сравнения для исследуемой сети также была проанализирована работа УБК по приращению тока, построенного по схеме рис. 1 с использованием в

качестве входных сигналов первичных токов. По осциллограмме приращения тока в режиме КЗ в конце линии (рис. 7) получено, что после окончания переходного процесса в ФТОП приращение Δ_2 нарастает до установившегося значения постепенно, что приводит к замедлению действия УБК порядка 5 мс. Причем, при выборе уставки с учетом необходимости обеспечения чувствительности для данного УБК будет характерно ложное срабатывание при качаниях с разницей частот энергосистем свыше 1 Гц.

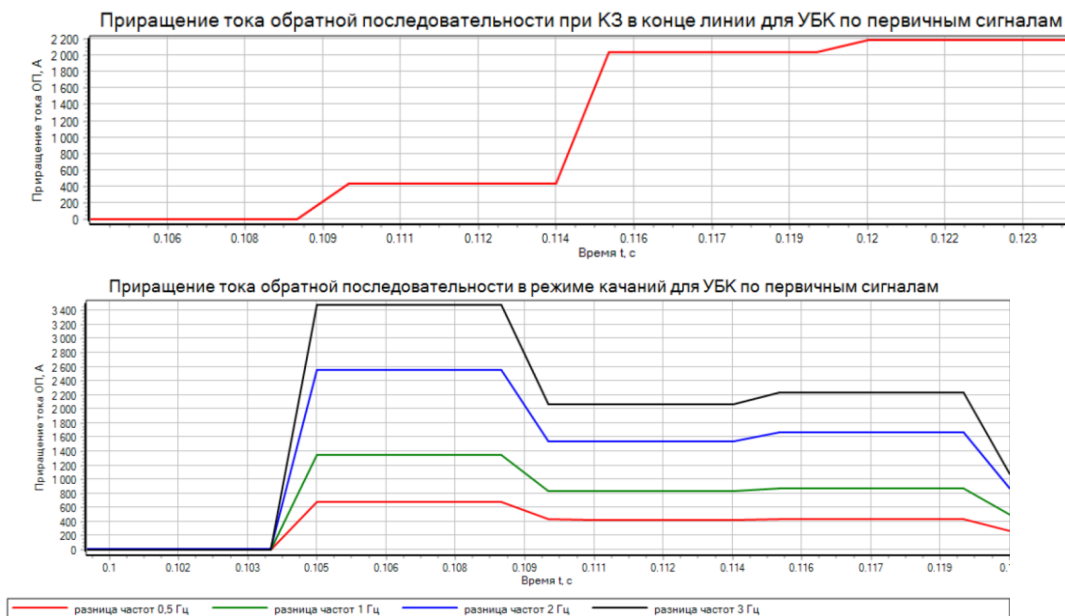


Рисунок 7 – Осциллограммы фильтра тока обратной последовательности по приращению с использованием первичных сигналов

Таким образом, применение дистанционных измерительных преобразователей тока для питания устройств блокировки при качаниях позволяет не только упростить структуру пускового органа, но и повысить чувствительность и быстродействие данных устройств.

Литература

1. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учеб.пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
2. Кокоулин, Д. Н. Исследование алгоритма устройства блокировки релейной защиты при качаниях / Д. Н. Кокоулин, В. А. Шуин // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2012. – № 3. – С. 18-22.
3. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. М.: Энергоатомиздат, 2007. 549 с.
4. Овчаренко Н.И. Цифровые аппаратные и программные элементы микропроцессорной релейной защиты и автоматики энергосистем / Н.И. Овчаренко. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2006. – 120 с.
5. Методические указания по расчету и выбору параметров настройки дистанционных защит линий электропередачи 110 кв и выше. https://www.soups.ru/fileadmin/files/laws/standards/method_distanc_protect_power_lines_281123.pdf

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Точность определения места повреждения (далее – ОМП) на воздушных линиях электропередачи (далее – ВЛ) является критическим фактором, оказывающим влияние на длительность перерыва электроснабжения потребителей и экономические потери электросетевых компаний. Особое влияние данный вопрос оказывает в регионах со сложными климатическими и географическими условиями, где большинство ВЛ проходит по труднодоступной, гористой или лесистой местности [1].

Долгое время основным инструментом для ОМП в сетях 110 кВ и выше были дистанционные методы, базирующиеся на анализе параметров аварийного режима (токов и напряжений промышленной частоты при коротком замыкании (далее – КЗ)) [2]. Однако развитие микропроцессорной техники и спутниковых технологий открыло путь для внедрения альтернативных подходов, в частности волнового метода, который использует регистрацию высокочастотных электромагнитных волн, возникающих в момент повреждения.

Среди дистанционных методов выделяют следующие:

- Импульсные (локационные) методы, основанные на измерении времени между моментом отправки по ВЛ зондирующего электрического импульса и моментом возвращения к началу линии импульса, отражённого от места повреждения;

- Метод стоячих волн, суть которого заключается в присоединении к отключённой повреждённой линии источника периодического (синусоидального) сигнала высокой частоты. При совпадении частоты источника испытательного напряжения и собственной резонансной частоты линии в начале линии амплитудное значение напряжения (тока) будет максимальным. Зная отношение резонансных частот и длину неповреждённой фазы, можно определить расстояние до места повреждения;

- Петлевой метод, использующий измерение сопротивления до места повреждения: повреждённая фаза соединяется перемычкой с неповреждённой, и полученный контур подключается к источнику постоянного тока. Петлевой метод применим только при устойчивых металлических замыканиях, а большинство однофазных замыканий на землю носят неустойчивый характер;

- Методы ОМП по параметрам аварийного режима (далее – ПАР) основаны на фиксации векторных значений токов и напряжений промышленной частоты (50 Гц) в момент КЗ. В зависимости от количества мест фиксации показателей различают односторонние и двусторонние методы [2].

Односторонние методы, реализуемые фиксирующими приборами или устройствами релейной защиты и автоматики (далее – РЗА), просты в реализации, но

обладают существенными недостатками. Согласно статистическому анализу 3529 аварийных отключений ВЛ 110 кВ и выше за период 2022-2024 гг., погрешность односторонних методов значительна. Как показано в [2], для ВЛ длиной до 50 км наблюдается большой разброс погрешностей, и только в ~90% случаев точность составляет не более 10% от длины линии. Среди причины погрешностей можно выделить следующие основные:

- влияние переходного сопротивления в месте повреждения;
- неточность задания параметров ВЛ (без учета взаимного влияния параллельных линий, глубины возврата тока через землю);
- погрешности измерительных трансформаторов тока и напряжения [2].

Двусторонние методы ОПМ по ПАР, использующие информацию с обоих концов линии, позволяют исключить влияние ряда факторов, например, влияние эквивалентных сопротивлений питающих систем. Это дает качественный прирост точности. Статистика показывает, что с вероятностью ~90% погрешность двусторонних методов не превышает 5% от длины ВЛ [2]. Однако они не лишены недостатков, основными из которых можно выделить:

- несинхронность фиксации параметров по концам линии;
- погрешности трансформаторов тока в переходных режимах;
- сложность учета всех влияющих факторов в математической модели.

Ключевым следствием погрешностей является необходимость задания зоны осмотра ВЛ. Нормативно установлены следующие зоны обхода [2]:

- $\pm 15\%$ длины ВЛ для линий до 50 км;
- $\pm 10\%$ длины ВЛ для линий от 50 до 100 км;
- $\pm 5\%$ длины ВЛ для линий свыше 100 км.

Для ВЛ длиной 100 км зона осмотра будет составлять 20 км, что в условиях горной или пресечённой местности может означать многодневный поиск и увеличенные трудозатраты.

Принципиально иной подход реализован в волновом методе. В момент возникновения повреждения (КЗ или обрыва) в месте повреждения создается электромагнитная волна высокой частоты (далее – ВЧ волна), которая распространяется в оба конца КЛ со скоростью, близкой к скорости света. Устройства, установленные на подстанциях по обоим концам линии, регистрируют момент прихода волны, используя высокоточную спутниковую синхронизацию времени (ГЛОНАСС/GPS). Расстояние до места повреждения вычисляется по разнице времени прихода волн до каждого конца ВЛ [1].

Практическое применение этого метода было проведено в энергосистеме Сахалина, где большинство ВЛ 110 кВ проходят по труднодоступной местности, и строились с использованием вертолетов. На линии «Невельская – Холмск – Южная» были установлены отечественные устройства производства НПП «Бреслер» [1].

Результаты опытной эксплуатации подтвердили высокий уровень эффективности волнового метода:

- Точность определения аварийного участка составила 1-3 пролета ЛЭП (150-400 метров) вне зависимости от общей протяженности линии;
- Метод нечувствителен к виду повреждения, переходному сопротивлению и другим факторам, искажающим результаты расчетов по ПАР.

Для наглядно сравнения рассмотрим теоретическую ВЛ 110 кВ, расположенную на Сахалине, длиной 80 км, проходящую по пересеченной местности.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика методов ОМП

Характеристика	Методы по ПАР (двусторонние)	Волновой метод
Базовый принцип	Анализ токов и напряжений 50 Гц	Анализ времени прихода ВЧ волны
Типичная погрешность	До 5% от длины ВЛ (до 4 км при длине 80 км) [2]	150-450 м (1-3 пролета) не зависимо от длины [1]
Зависимость от режима сети	Высокая (влияние нагрузки, сопротивление дуги)	Отсутствует
Зона осмотра (необходимость обхода)	Нормативная: ± 8 км (10% от 80 км) [2]	Фактическая: 0,3-0,6 км (с запасом)
Сложность реализации	Требуется настройка математической модели ВЛ	Требуется ВЧ канал и спутниковая синхронизация

Как видно из таблицы, при использовании волнового метода зона поиска на порядок меньше. Для оперативно-выездной бригады, работающей в тяжелых природных условиях сахалинских сопок, сокращение зоны осмотра с 16 км (8 км в обе стороны от предполагаемого места повреждения) до 0,5 км означает, что поиск места повреждения может быть выполнен за несколько часов, вместо нескольких суток.

Важно также отметить, что методы не являются взаимоисключающими. Примененные на Сахалине устройства «Бреслер» сочетают в себе оба подхода: они способны выполнять ОМП волновым методом как основным, а при потере спутникового сигнала или в иных ситуациях автоматически переключаться на резервный способ – расчет по параметрам аварийного режима [1]. Это, в свою очередь, обеспечивает надежность и полноту информации для диспетчерских служб.

Проведенные анализ позволяет сделать следующие выводы:

1. Двусторонние методы ОМП по параметрам аварийного режима, являясь основным инструментом в современных сетях, обладают методическими погрешностями, приводящими к необходимости осмотра зон протяженностью в несколько километров;
2. Волновой метод, прошедший успешную, опытную эксплуатацию, демонстрирует принципиально более высокую точность (до 150-450 м), не зависящую от длины самой линии и условий повреждения;
3. Наиболее перспективным и надежным решением является интеграция обоих методов в гибридных устройствах ОМП. Это позволит сочетать высокую точность волнового метода с универсальностью и резервированием, обеспечи-

ваемым расчетами ПАР, что важно для оперативного восстановления электро-снабжения потребителей, особенно в труднодоступных регионах.

Литература

1. Татарова М. Поймали волну / М. Татарова // Вестник Русгидрою – 2024. - №3 (март). – С. 22-23. – URL: <https://vestnik-rushydro.ru/articles/3-mart-2024/nauka-i-tehnologii/poymali-volnu/>
2. Ключкин Н.Г. Статистический обзор способов ОМП и проблем при расчете отыскания мест повреждений ВЛ напряжением 110 кВ и выше / Н.Г. Ключкин // ЭнергоЭксперт. – 2025. – 28 августа. – URL: <https://eepir.ru/article/statisticheskij-obzor-sposobov-omp-i-nbsp-problem-pri-raschete-i-nbsp-otyskanii-mest-povrezhdenij-vl-napryazheniem-110-nbsp-kv-i-nbsp-vyshe/>

*Н.А. Гращенкова, студ.; рук. В.П. Кавченков, д.т.н., проф.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ОСНОВА РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Одной из важнейших задач при проектировании и эксплуатации электроэнергетических систем (далее – ЭЭС) является расчёт установившегося режима (далее – УР). Под УР понимается такое состояние системы, когда все электромагнитные и электромеханические процессы условно неизменны во времени, а параметры режима (напряжения в узлах, токи и мощности в ветвях) остаются неизменными. На практике всегда имеется дело с квазиустановившимися режимами, так как нагрузка непрерывно изменяется, но для инженерных расчётов принимается допущение о статичности параметров на конкретный момент времени. В частности, многие рассматриваемые методы для расчёта УР используются в системном тренажёре для отображения перетоков в реальном времени.

Целью расчета УР является определение распределения токов и мощностей по ветвям, а также уровни напряжения в узлах схемы. Эти данные нужны для проверки допустимости режима (например, нагрев проводов), оценки потерь мощности, анализа устойчивости и др.

Предварительно необходимо определить математические модели, которые соответствуют реальным элементам ЭЭС. Линии электропередачи (далее – ЛЭП) и трансформаторы обозначаются П-образными схемами замещения с сосредоточенными параметрами: активными и индуктивными сопротивлениями (R, X), а также емкостными проводимостями (B). Генераторы и нагрузочные элементы – активные элементы (источники или потребители энергии).

Ключевая особенность, которая отличает расчёт режимов ЭЭС от классического расчёта линейной электрической сети, заключается в способе задания нагрузок и генераторов. В цепях постоянного тока обычно задаются ЭДС и сопротивления. В электроэнергетике исторически сложилось задавать их мощностью. Для узла с нагрузкой известна потребляемая активная (P) и реактивная (Q) мощность. В этом заключается нелинейность.

Мощность выражается через напряжение и сопряжённый комплекс тока:

$$S = P + jQ = \dot{U} \cdot \hat{I} \quad (1)$$

Выражая ток через напряжение и проводимость (по закону Ома), получается зависимость мощности от напряжения, причем квадратичную:

$$S = U \cdot (\hat{Y} \hat{U}) = |U|^2 \hat{Y} \quad (2)$$

Таким образом, мощность в узле не является линейным источником тока, т.к. она зависит от искомого напряжения. Поэтому классические методы контурных токов или узловых потенциалов в их линейной форме здесь напрямую применить нельзя.

Для расчёта режимов сетей переменного тока наибольшую популярность получил метод узловых напряжений в форме баланса мощностей. Суть метода: для каждого независимого узла схемы составляется уравнение, отражающее баланс мощностей. Мощность, которая подтекает к узлу от генерирующего узла (или втекает в нагрузку), должна равняться сумме мощностей, перетекающих в смежные узлы по ветвям.

В общем виде система уравнений УР для данного метода записывается в следующем виде [1]:

$$W(\dot{U}, \dot{Y}) = 0 \quad (3)$$

Если определить это выражение для узла i , то получим нелинейное уравнение:

$$\Delta \dot{S}_i = \dot{S}_{Gi} - \dot{S}_{Li} - \dot{U}_i * \sum_{j=1}^n \hat{Y}_{ij} * \hat{U}_j = 0 \quad (4)$$

где:

\dot{S}_{Gi} – мощность генерации в узле i ;

\dot{S}_{Li} – мощность нагрузки в узле i ;

\dot{U}_i – комплекс напряжения в узле i ;

\hat{Y}_{ij} – комплексная проводимость между узлами i и j (включая собственную проводимость);

n – количество узлов.

Для решения этой системы уравнений нужно классифицировать узлы, так как количество неизвестных должно равняться количеству уравнений. В зависимости от того, какие параметры известны, узлы делятся на три типа [8]:

1. Балансирующий узел – это узел мощной электростанции или системообразующей подстанции. Этот узел «берет на себя» небаланс мощности, который возникает из-за погрешностей задания данных и потерь в сети;

2. Нагрузочные узлы (PQ-узлы) – здесь известны активная (P) и реактивная (Q) мощности нагрузки. Однако неизвестны модуль и фаза напряжения. Это большинство узлов в сети;

3. Генерирующие узлы (PU-узлы) – у них известны активная мощность генерации (P) и модуль напряжения (U), который поддерживается системой АРВ. Неизвестны реактивная мощность генератора (Q) и угол напряжения (δ).

Система уравнений УР реальной модели ЭЭС может быть очень большой и нелинейной, а её решение в аналитическом виде очень трудоемко (за исключением простейших радиальных сетей). Поэтому используются итерационные

методы, основой которых является последовательное приближение к решению, которое прекращается, когда невязки (отклонения от баланса) становятся меньше заданной точности ε .

Метод Гаусса-Зейделя (метод простой итерации) – один из первых методов, который легко программировать, но он имеет линейную сходимость. Идея метода: на каждой итерации подставляется в уравнения ранее найденные (начальные) приближения напряжений и вычисляем новые, уточнённые значения.

Для PQ-узла напряжение на $(k + 1)$ итерации вычисляется по формуле:

$$\dot{U}_i^{k+1} = \frac{1}{Y_{ii}} * \left(\frac{P_i - jQ_i}{\dot{U}_i^{(k)}} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} * \dot{U}_j^{(k+1)} - \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} * \dot{U}_j^{(k)} \right) \quad (5)$$

Этот метод чувствителен к выбору начального приближения (обычно берётся номинальное напряжение) и может долго сходиться или даже расходиться для больших замкнутых сетей. Его преимущество – это малый объём памяти на ЭВМ, но из-за медленной сходимости в современных промышленных комплексах им пользуются редко.

Метод Ньютона-Рафсона – это основной метод расчёта УР благодаря своей квадратичной сходимости. Если начальное приближение выбрано достаточно близко к решению, то точность резко возрастает с каждой итерацией.

Основа метода – начиная с некоторого начального приближения к корню функции, метод использует производную функции для нахождения следующего приближения. Процесс повторяется до тех пор, пока не будет достигнута необходимая точность. На каждой итерации решается система линейных уравнений относительно поправок к напряжениям (ΔU).

Система имеет вид:

$$J \cdot \Delta U = -W(U^{(k)}), \quad (6)$$

где J – это матрица Якоби (якобиан).

Якобиан – это матрица частных производных. Её размерность $2n \times 2n$, так как для каждого комплексного уравнения имеется два действительных – по активной и реактивной мощности. Элементы матрицы показывают, как именно изменится небаланс мощности в узле при малом изменении модуля или фазы напряжения в соседнем узле.

Процесс решения:

1. Задаются начальные приближения напряжений (обычно $|\Delta U| = 1, \delta = 0$);
2. Рассчитываются невязки мощностей ΔP и ΔQ для всех узлов, кроме балансирующего;
3. Формируется матрица Якоби (на основе текущих значений U и δ);
4. Решается система линейных уравнений (методом Гаусса или другим) и находят поправки $|\Delta U|$ и $\Delta \delta$;
5. Корректируются напряжения:

$$U^{(k+1)} = U^{(k)} + |\Delta U| \quad (7)$$

6. Проверяется сходимость невязки $< \varepsilon$. Если условие не выполняется, то возвращаются к шагу 2.

Основная сложность при вычислении заключается в формировании и обращении матрицы Якоби на каждом шаге [4].

Классические методы Ньютона хорошо изучены, несмотря на это исследователи продолжают искать другие альтернативы. Например, ведутся разработки в области применения методов оптимизации и параметрических методов для решения проблем расходимости (когда метод Ньютона не сходится из-за тяжёлого режима или неправильных данных).

Исходя из всего вышеперечисленного, можно сделать вывод, что математическая основа расчёта установившегося режима базируется на итерационном решении системы нелинейных уравнений узловых напряжений, которые составлены по балансу мощностей.

Метод Ньютона-Рафсона и его квадратичная сходимость остаётся «золотым стандартом» для решения многих задач, несмотря на высокие требования к вычислительным ресурсам при факторизации матрицы Якоби. Понимание структуры этой матрицы и физического смысла процесса итерации необходимо современному инженеру-энергетику для квалифицированной работы с программными комплексами и анализа причин возможных вычислительных ошибок.

Дальнейшее развитие методов расчёта, вероятно, будет связано с гибридными подходами, которые будут сочетать надёжность классического аппарата (методы Ньютона и их модификации) с быстродействием технологий искусственного интеллекта для оценки режима в реальном времени.

Литература

1. Хохлов, М. В. Расчёты установившихся режимов ЭЭС с использованием нейронных сетей [Электронный ресурс] / М. В. Хохлов // Портал магистров ДонНТУ. – Режим доступа: <https://masters.donntu.ru/2007/eltf/selinova/library/6.htm> (дата обращения: 23.02.2026).
2. Тавлинцев, А. С. Электрические системы и сети: решение типовых задач : учебное пособие / А. С. Тавлинцев, С. Н. Шелюг, Е. Н. Котова, Е. Д. Стаймова. – Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2025. – 145 с.
3. A parametric method for computing the steady-state characteristics of electric power-supply systems // MaRDI portal. – 1995. – URL: <https://portal.mardi4nfdi.de> (дата обращения: 23.02.2026).
4. Сорокина, А. Д. Исследование алгоритмов расчёта установившихся режимов энергосистем и влияющих факторов при оценке статической устойчивости : ВКР магистра / А. Д. Сорокина. – Иваново : ИГЭУ, 2025. – 151 с.
5. Непша, Ф. С. Методы расчета и анализа электрических режимов : учебное пособие / Ф. С. Непша. – Кемерово : КузГТУ, 2022. – 127 с.
6. Расчет установившихся режимов электрических сетей [Электронный ресурс] // Лекции Дагестанского государственного университета. – Режим доступа: <https://eor.dgu.ru> (дата обращения: 23.02.2026).

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЁТА ОБЪЁМОВ ГРАФИКОВ ВРЕМЕННОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ ДЛЯ ПОДНЯТИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В КОНТРОЛЬНОМ ПУНКТЕ С ПОМОЩЬЮ АДАПТИВНОГО АЛГОРИТМА

При управлении электроэнергетическим режимом одними из наиболее важных контролируемых параметров являются: частота тока, токовая загрузка элементов электрической сети, уровень напряжения в контрольных пунктах и перетоки активной мощности в контролируемых сечениях. Контролируемое сечение – совокупность линий электропередач и других элементов электрической сети, определяемых диспетчерским центром (далее – ДЦ) для обеспечения устойчивой работы энергосистемы в условиях наиболее тяжёлых возможных аварийных отключений. Перечень этих аварийных отключений, как и величина максимально допустимого перетока активной мощности (далее – МДП) в контролируемом сечении, определяется ДЦ на основе анализа установившихся и переходных режимов в соответствии с методическими указаниями по устойчивости [1].

Для повышения пропускной способности сети в части увеличения максимального допустимого перетока (далее – МДП) в контролируемом сечении внедрена и успешно используется Система мониторинга запаса устойчивости (далее – СМЗУ). СМЗУ – программный комплекс, разработанный АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (далее – АО «СО ЕЭС») и НТЦ ЕЭС, работающий в непрерывном режиме и рассчитывающий МДП в контролируемом сечении в зависимости от актуальной конфигурации сети и загруженности генерирующего оборудования в режиме реального времени. Цикл расчёта занимает от одной до десяти минут в зависимости от масштаба модели [2].

При выходе параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений диспетчер соответствующего ДЦ должен отдать команду на ввод графиков временного отключения потребителей (далее – ГВО) [3]. Стоит отметить, что ГВО вводится только после реализации всех возможных мероприятий по приведению параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений для предотвращения дальнейшего развития аварийной ситуации. Существующий порядок подразумевает, что диспетчер ДЦ отдаёт команду на ввод ГВО первичному получателю команд по прямому каналу связи (телефону). Тот, в свою очередь, отключает необходимый объём с заданным временем ввода до 5 минут по дистанционному управлению (далее – ДУ), до 20 минут – отдаёт команды на объекты с постоянным дежурным персоналом, до 60 минут – направляет оперативно-выездные бригады на объекты без дежурного персонала [4].

В декабре 2024 года в операционной зоне Воронежского РДУ введён программный модуль ОИК СК-11, обеспечивающий автоматизированное дистан-

ционное управление вводом ГВО. Использование данной системы подразумевает задание диспетчером ДЦ объема ГВО с привязкой к объектам электроэнергетики и времени ввода в электронной форме. Команда с временем ввода до 5 минут направляется непосредственно на объекты, на которых реализовано ДУ, до 20 и до 60 минут направляется в электронную форму диспетчера ЦУС, где ему формируются предложения по отдаче голосовых команд на отключение необходимого количества потребителей.

В развитие данной технологии в статье предлагается может учитывать информацию по доступному объему ГВО, в зависимости от фактического потребления с привязкой к конкретным центрам питания, с использованием программного комплекса СМЗУ. Это открывает возможности по автоматическому расчёту необходимых объемов ГВО при аварийных отключениях, а также при возможных нормативных возмущениях и выводу актуальной информации диспетчерскому персоналу ДЦ. Совместное использование данных программных комплексов позволит минимизировать время расчёта и объёмы вводимых ГВО путём циклического итерационного расчёта в соответствии с актуальной топологией сети и доступным объемом потребления.

Для реализации поставленной задачи представим алгоритм расчета адаптивного определения величины ГВО для региональной энергосистемы и оценим эффект от его применения. Исследование эффективности разработанного алгоритма проведено на примере Южного энергорайона электрической сети операционной зоны Воронежского РДУ. Символьная схема исследуемой сети приведена на рисунке 1.

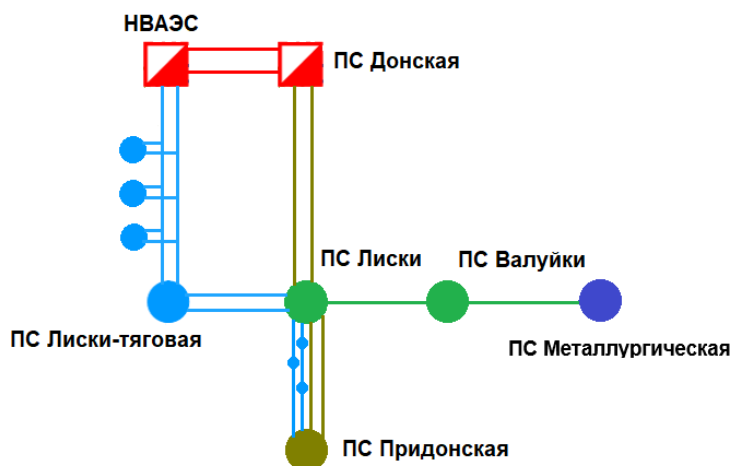


Рисунок 1 – Символьная схема исследуемой сети

В данном энергорайоне объем ГВО доступен на ПС 330 кВ Лиски, отпаечных ПС 110 кВ от ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Лиски-тяговая №1, №2, проходных ПС 110 кВ транзита 110 кВ Лиски – Придонская, а также на ПС 110 кВ, питающихся от ПС 220 кВ Придонская. Шины 110 кВ ПС 220 кВ Придонская являются контрольным пунктом по напряжению. Минимально допустимое напряжение (далее – МДН) и аварийно допустимое напряжение (далее – АДН) равны 97 кВ и 93 кВ соответственно.

При оценке работы алгоритма определения объемов ГВО для поднятия напряжения в контрольном пункте рассматривается схема ремонта двух АТ на ПС 220 кВ Придонская. В исходной схеме напряжение на шинах находится в графике. При аварийном отключении одной из ВЛ транзита 110 кВ Лиски – Придонская прогнозируется снижение напряжения ниже аварийно допустимого.

В действующей методике расчёт необходимого объёма ГВО определяется технологом ДЦ на основании расчётов электроэнергетических режимов для наиболее тяжелой схемно-режимной ситуации (максимум нагрузки, высокие температуры наружного воздуха, высокие транзитные перетоки активной мощности и т.д.) методом групповой коррекции потребления в энергорайоне. Однако, текущий режим может быть немного «легче» рассчитанного технологом, поэтому и объём ГВО может быть снижен для текущего электроэнергетического режима. Метод групповой коррекции потребления также обладает недостатком, поскольку не учитывает эффективность ввода ГВО на конкретном объекте. Таким образом, необходимый объём ГВО может быть дополнительно снижен за счёт отключения нагрузки потребителей только на тех объектах, где это наиболее эффективно.

На рисунке 2 представлен адаптивный алгоритм расчёта объёма ГВО, в котором выделены следующие подэтапы:

- импорт телеметрии влияющей части энергосистемы;
- оценка состояния и расчёт установившегося режима;
- оценка исходной схемы на предмет отклонения контролируемого параметра электроэнергетического режима от заданной уставки для нормального режима, на основании чего определяется необходимость ввода ГВО в исходной схеме и, в случае необходимости, объём по описанному ниже алгоритму, цикл прекращается;
- оценка послеаварийной схемы на предмет отклонения контролируемого параметра электроэнергетического режима от заданной уставки для послеаварийного режима во всех заранее определенных послеаварийных режимах (далее – ПАР), на основании чего определяется объём ГВО и, если необходимости нет, цикл прекращается;
- оценка эффективности ввода ГВО для каждого из заранее выбранных объектов в условиях наиболее тяжёлого ПАР (режима, в котором отклонение контролируемого параметра максимально) путём отключения части нагрузки и замера снижения отклонения.
- поиск необходимого объёма ГВО для ввода контролируемого параметра в область допустимых значений путём итеративного поиска с основными этапами: отключение части нагрузки в исходной схеме, применение тяжелейшего ПАР, сравнение фактического значения контролируемого параметра с заданной уставкой. Отключение нагрузки происходит на объектах в порядке убывания эффективности. В целях снижения количества итераций этот подэтап разбивается на грубый и точный поиск с разным шагом (10% и 1% от общего распола-

гаемого объема ГВО соответственно). Поиск продолжается до тех пор, пока модуль контролируемого параметра не будет ниже уставки;

- импорт данных в ОИК.

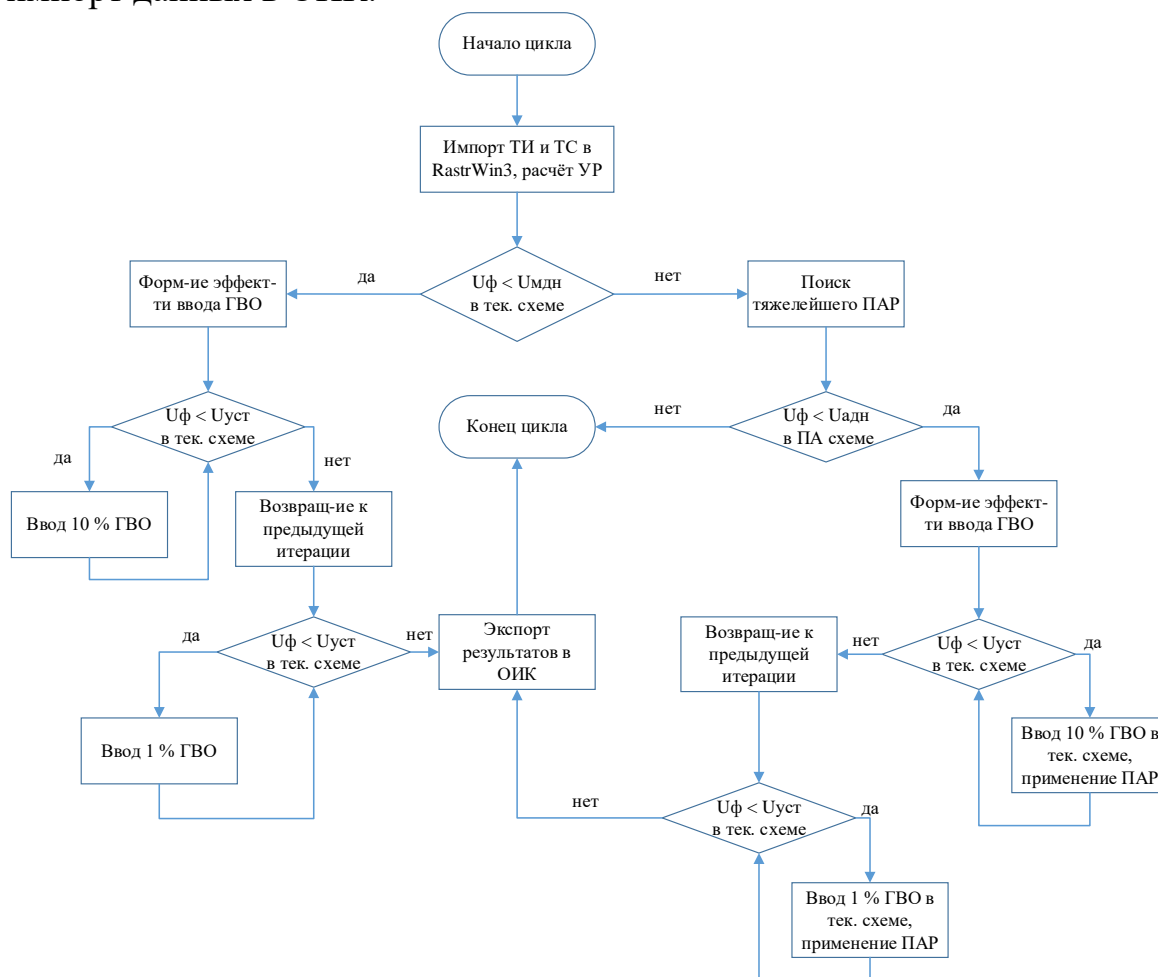


Рисунок 2 – Блок-схема алгоритма адаптивного расчёта объёма ГВО

Расчёт производится путём имитации одного цикла СМЗУ в исследуемой модели электрической сети в программном комплексе RastrWin3.

Сравнение результатов расчёта объёмов графиков временного отключения технологом и с помощью алгоритма приведены в таблице 1.

Одной из проблем при расчёте объёмов ГВО при снижении напряжения является нелинейная зависимость мощности нагрузки от напряжения в сети, описываемая статической характеристикой нагрузки по напряжению (далее – СХН). СХН конкретного узла зависит от множества факторов, прежде всего, от состава и характера нагрузки, схемы соединения электроприёмников и их режима работы. Использование СХН в расчёте объёма ГВО позволяет учитывать снижение нагрузки в момент аварийного отключения, когда напряжение снижается, и увеличение нагрузки с увеличением напряжения при вводе объёма ГВО. Для определения СХН в конкретном узле электрической сети используются данные, полученные на основе активного и пассивного экспериментов, а также полученные аналитическими методами [5].

Таблица 1. Результаты расчёта объёма графиков временного отключения для поднятия напряжения в контрольном пункте

Режим работы ЭЭС	Метод расчёта	Расчётный объём ГВО, МВт
Минимум нагрузки	Расчёт технолога	2,32
	Расчёт с помощью алгоритма	1,61
Утренний максимум нагрузки	Расчёт технолога	8,32
	Расчёт с помощью алгоритма	5,79
Вечерний максимум нагрузки	Расчёт технолога	10,3
	Расчёт с помощью алгоритма	8,13

Также существуют такие ПАР, в которых напряжение снижается до значений, близких к критическим, что делает невозможным сходимость установившегося режима по условиям статической устойчивости по напряжению в цикле расчёта объёма ГВО. Данная проблема решается путём превентивного отключения нагрузки на заданных объектах в порядке убывания эффективности до сходимости режима. После чего расчёт продолжается в соответствии с описанным выше алгоритмом.

Таким образом, в статье представлен алгоритм адаптивного расчёта объёма ГВО, который при интеграции его в ОИК ДЦ позволит предоставлять диспетчеру ЭЭС информацию о необходимом объёме ГВО, исходя из фактического режима электроэнергетической системы и рисков для её нормальной работы. Использование алгоритма адаптивного определения объёма ГВО для повышения напряжения в контрольном пункте позволило учитывать актуальную топологию сети, эффективность отключения нагрузки на конкретном объекте и фактический объём этой нагрузки, что снизило величину ГВО в среднем на 26%. Поскольку отсутствует общепринятая методика по расчёту объёма ГВО при снижении напряжения в контрольных пунктах, разработанный алгоритм можно считать работоспособным. Важно отметить, что для повышения точности расчёта необходимо иметь и поддерживать в актуальном состоянии СХН, так как характер нагрузки может оказывать существенное влияние на результаты расчёта.

Применение предложенного алгоритма при ведении электроэнергетического режима позволит повысить эффективность оперативно-диспетчерского управления и снизить величину ГВО при обеспечении нормативных требований к надёжности.

Литература

- [1]. Требования к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утверждены приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.
- [2]. Гришечкин А.А. Повышение эффективности использования пропускной способности сети // Сб трудов XXII -ой Межд. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов. В 2 т. Т 1. – 2025. – С. 19 – 23.
- [3]. Требования к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики» утверждены приказом Минэнерго России от 12.07.2018 № 548.
- [4]. Правила разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утверждены приказом Минэнерго России от 06.06.2013 № 290.

[5]. Кравченко В.Ф. Определение статических характеристик мощности нагрузок узлов сети на основе активного эксперимента / В.Ф. Кравченко, В.И. Нагай, И.Ф. Бураков, Б.П. Золоев // Известия ВУЗов. Северо-Кавказский регион. Технические науки. – 2015. - №1 (182). – С. 54 – 59.

*В.К. Евстафьев, студ.; рук. И.С. Кинденкова, ассистент
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ПРОГРАММА ДЛЯ РАСЧЁТА УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА

В нынешних условиях абсолютно важной является возможность проектирования и расчёт уставок релейной защиты с помощью современных компьютерных программ. В отличие от ручного расчёта, алгоритм приложения производит быстрые и, главное, безошибочные вычисления. Однако, на сегодняшний день пользователи сталкиваются с дефицитом подобных инструментов. Часть ресурсов для расчёта уставок релейной защиты является доступной ограниченному кругу лиц, что сужает возможность её использования среди студентов. Достижимые в данный момент приложения для защиты составляющих электроэнергетической системы, к сожалению, также не лишены недостатков. К изъянам подобных программ можно отнести: сложный и непонятный интерфейс (в таком случае, у пользователя уйдёт немало времени на приобретение хотя бы базовых навыков по использованию софта) и возможную регистрацию на имеющемся ресурсе.

Исходя из вышеописанных проблем и для их решения в инициативном порядке была разработана программа для расчёта релейной защиты трансформатора. Софт позволяет рассчитать значения основных видов защиты: токовой отсечки, максимальной токовой защиты и защиты от перегрузки. Приложение не зависит от доступа к сети Интернет, что ещё больше увеличивает его ценность для пользователя.

Для создания программы необходимо было выбрать язык программирования. Выбор пал на Python, так как данный скрипт даёт возможность создать удобный для восприятия и использования графический интерфейс и производить математические вычисления.

При разработке программы были использованы библиотеки Tkinter (используется для создания программ-приложений с графическим интерфейсом) и Math (позволяет работать с математическими формулами и производить вычисления). Приложение работает по принципу «всплывающее окно» (message box). Таким образом, обеспечивается компактность приложения для обеспечения удобства работы с другими ресурсами, например, электронными учебниками. Размер окна является фиксированным, но при необходимости может быть изменен. Для функционирования программы с использованием ввода, вывода и кнопки расчёта используются модули `tkinter import ttk` и `tkinter import messagebox`. Размер окон вывода также стандартизирован. В самом коде прописаны формулы, по которым будет производиться расчёт уставок релейной защиты.

После запуска приложения пользователь может ввести следующие значения: напряжение системы, минимальный ток КЗ на ВН, мощность трансформатора и напряжение КЗ. Есть возможность внести данные для линии (в случае, когда требуется меньшая точность, характеристиками линии можно пренебречь). Числовые значения вносятся в соответствующие ячейки, рядом указаны величины, в которых нужно вводить параметры. Интерфейс выполнен максимально простым. Это связано как с удобством использования, так и с экономией памяти (что является немаловажным для слабых ПК). После ввода всех данных необходимо нажать кнопку рассчитать. Программа выводит значения в соответствующих графах, которые для удобства поделены на пункты с выводом результатов составляющих, необходимых для дальнейшего выбора токовой отсечки, максимальной токовой защиты и защиты трансформатора от перегрузки [3].

После ввода данных программа производит расчёт по следующим формулам:

$$1. \text{ Сопротивление системы: } X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.min}}^{(3)}};$$

$$2. \text{ Сопротивление двухобмоточного трансформатора: } X_{\text{тр-ра}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_c^2}{S_{\text{ном}}};$$

$$3. \text{ Сопротивление линии: } X_{\text{л}} = \frac{1}{N} \cdot x_{\text{уд}} \cdot L;$$

$$4. \text{ Суммарная сопротивление: } X_{\Sigma} = X_c + X_{\text{тр-ра}} + X_{\text{л}};$$

$$5. \text{ Ток КЗ: } I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} [1].$$

Получив исходные данные, программа подсчитывает значения необходимые для последующего выбора ТО, МТЗ и защиты от перегрузки.

В ходе разработки приложения расчётные коэффициенты (схемы, возврата, самозапуска) были взяты как фиксированные значения. Данное решение было принято для упрощения программы, так как данные числовые константы являются наиболее распространёнными при расчёте параметров релейной защиты [2].

В случае заинтересованности пользователей в использовании иных значений, через обратную связь будут внесены изменения в код программы и станет возможным вводить нужные значения коэффициентов или других необходимых элементов подобно остальным данным.

Ниже представлен пример расчёта трансформатора 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток Δ/Y_n . После ввода заданных значений программа производит соответствующие вычисления и компактно располагает данные по соответствующим подгруппам. Преподаватель может задать свои значения для каждой подгруппы студентов. После составления обучающимися ручного расчёта релейной защиты трансформатора с помощью программы может быть произведена проверка результатов.

При вводе некорректных значений программа осведомляет пользователя с помощью соответствующего всплывающего уведомления. В перспективе

возможна доработка уведомлений с указанием окна, в которое были введены ошибочные данные.

Входные данные	
Напряжение системы (U_c , кВ):	10.5
Мин. ток КЗ в зоне (ИЗ.мин, А):	11470
Мощность трансформатора (S , кВА):	400
Напряжение КЗ трансформатора ($U_k\%$, %):	4
Число цепей линии (N , цепей):	1
Удельное сопротивление ($X_{уд}$, Ом/км):	0.121
Длина линии (L , км):	0.3

Рассчитать

Результаты расчёта	
--- Общие параметры ---	
Сопротивление системы (X_c , Ом):	0.53
Сопротивление трансформатора ($X_{тр}$, Ом):	11.03
Сопротивление линии ($X_{л}$, Ом):	0.04
Общее сопротивление ($X_{сумм}$, Ом):	11.59
Ток КЗ (ИЗ, А):	523.06
--- Параметры Токовой Отсечки (ТО) ---	
Первичный ток срабатывания (И.с.1, А):	575.37
Вторичный ток срабатывания реле (И.р. ТО, А):	28.77
Кэфф. чувствительности ($k_{ч}$ ТО):	17.26
--- Параметры Макс. Токовой Защиты (МТЗ) ---	
Макс. рабочий ток ($I_{max.раб}$, А) (пример):	24.22
Номинальная уставка защиты (первичная, А):	37.05
Вторичная уставка реле (И.р. МТЗ, А):	1.85
Кэфф. чувствительности ($k_{ч}$ МТЗ):	8.16
--- Параметры Защиты от Перегрузки ---	
Номинальный ток (Ином., А):	21.99
Первичный ток срабатывания защиты (И.с., А):	25.88
Вторичный ток срабатывания реле (И.р., А):	1.29

Рисунок 1 – Интерфейс программы и пример выполнения расчёта

Таким образом, можно сделать вывод, что удалось создать уникальное приложение, которое значительно облегчит процесс обучения как для студентов, так и для преподавателей.

Ключевыми особенностями разработанной программы являются:

1. Автономность: нет необходимости в подключении дополнительных библиотек и использования сети Интернет;
2. Простота: несложный интерфейс, что исключает долгое обучение в работе с программой;
3. Образовательная ценность: позволяет студенту подтвердить вычисления, рассчитанные вручную.

Литература

1. В.А. Андреев. Релейная защита [электронный ресурс] – Режим доступа: <https://lib.ulstu.ru/venec/disk/2012/Andreev.pdf> (дата обращения: 15.02.2026);
2. А.Н. Козлов, В.А. Козлов, Ю.В. Мясоедов. Релейная защита и автоматика электрических систем: учебное пособие / 3-е изд., испр. и доп [электронный ресурс] – Режим доступа: https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6923.pdf (дата обращения: 18.02.2026);

3. Расчет уставок релейной защиты трансформатора 10/0,4 кВ [электронный ресурс] – Режим доступа: <https://raschet.info/raschet-ustavok-releynoy-zashchity-transformatora-10-0-4-kv/> (дата обращения: 20.02.2026.)

*В.В. Зоря, маг.; рук. Р.В. Трушаков, к.т.н., доц.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

МЕТОДЫ АНАЛИЗА КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МИКРОКОНТРОЛЛЕРОВ

Качество электрической энергии (КЭЭ) является одним из ключевых показателей надёжности и эффективности функционирования электроэнергетических систем. Отклонения параметров электрической энергии от нормативных значений приводят к сбоям в работе промышленного оборудования, повышенному износу электродвигателей, некорректной работе микропроцессорной техники и существенным экономическим потерям. В связи с этим разработка и внедрение систем автоматизированного мониторинга качества электрической энергии с применением современных микроконтроллерных платформ приобретают всё большую актуальность [1].

Согласно ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная», основными показателями качества электрической энергии являются: установившееся отклонение напряжения, колебания напряжения и фликер, несинусоидальность напряжения (коэффициент гармонических составляющих), несимметрия напряжений в трёхфазных системах, отклонение частоты, а также провалы и перенапряжения. Мониторинг перечисленных показателей требует применения высокоточных аналого-цифровых преобразователей и вычислительных устройств, способных производить обработку сигналов в режиме реального времени.

Современные микроконтроллеры серий STM32 (STMicroelectronics), MSP430 (Texas Instruments) и AVR (Microchip) обладают достаточной производительностью для решения задач анализа электроэнергетических сигналов. Ключевыми требованиями к аппаратной части являются: наличие многоканального АЦП с разрядностью не менее 12 бит и частотой дискретизации от 10 кГц; поддержка аппаратных блоков цифровой обработки сигналов (DSP); наличие интерфейсов связи для передачи данных (UART, SPI, Ethernet, GSM/GPRS).

Особого внимания заслуживает платформа STM32F4xx, оснащённая блоком FPU (Floating Point Unit) и DSP-инструкциями, что позволяет выполнять операции быстрого преобразования Фурье (БПФ) в режиме реального времени без применения специализированных сигнальных процессоров. Тактовая частота ядра до 168 МГц обеспечивает обработку выборок с частотой дискретизации 12,8 кГц, что соответствует анализу гармоник до 50-го порядка включительно при частоте сети 50 Гц [2].

На входе аналогового тракта устанавливаются трансформаторы тока и напряжения, выполняющие функции гальванической развязки и масштабирования сигналов до уровня 0–3,3 В, допустимого для входов АЦП микро-

контроллера. Антиалиасинговые фильтры низких частот ограничивают спектр входного сигнала в соответствии с теоремой Котельникова–Найквиста, предотвращая эффект наложения спектров при дискретизации.

Центральным алгоритмом анализа несинусоидальности является дискретное преобразование Фурье (ДПФ), реализуемое в виде алгоритма БПФ по основанию 2 (алгоритм Кули–Тьюки). Для сигнала напряжения $u(t)$, дискретизированного с частотой f_s и содержащего N отсчётов, комплексный спектр определяется как:

$$U(k) = \sum u(n) \cdot e^{-j \cdot 2\pi \cdot \frac{k \cdot n}{N}}, \quad n = 0, 1, \dots, N-1,$$

где k – номер гармоники. Из полученного спектра вычисляются действующие значения гармонических составляющих и коэффициент суммарных гармонических искажений (THD), который нормируется ГОСТ 32144-2013 для различных категорий потребителей.

Для измерения отклонений и колебаний напряжения применяется метод скользящего среднеквадратического значения (RMS) с окном наблюдения в один период сетевой частоты. Частота сети определяется с помощью алгоритма детектирования перехода через нуль (Zero Crossing Detection, ZCD) или методом фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ) на базе программного ФАПЧа (Software PLL). Последний метод обеспечивает более высокую помехозащищённость и точность определения частоты при наличии гармонических искажений.

Фликер – осязаемое изменение светового потока, вызванное колебаниями напряжения – оценивается по методике IEC 61000-4-15 с применением цифровой модели флиметра, включающей полосовой фильтр, квадратичный детектор и статистическую обработку мгновенных значений ощущения фликера. Реализация данного алгоритма на микроконтроллере STM32 требует порядка 15–20% вычислительного ресурса при частоте дискретизации 3,2 кГц [3].

Программное обеспечение микроконтроллерной системы анализа КЭЭ строится на базе операционной системы реального времени (RTOS), например FreeRTOS. Это обеспечивает детерминированную обработку прерываний АЦП, своевременное выполнение алгоритмов БПФ и корректную передачу данных по коммуникационным интерфейсам. Задача сбора данных имеет наивысший приоритет и запускается по прерыванию завершения преобразования АЦП. Задача вычислений формирует пакеты результатов по окончании каждого интервала наблюдения (10 или 12 периодов сетевой частоты согласно ГОСТ 32144-2013).

Результаты измерений передаются на верхний уровень системы мониторинга по протоколу Modbus RTU (RS-485) или Modbus TCP (Ethernet). Накопление данных о нарушениях КЭЭ ведётся во встроенной Flash-памяти или на SD-карте с последующей передачей в базу данных диспетчерского пункта. Временная метка событий обеспечивается модулем часов реального времени DS3231, синхронизируемым по протоколу NTP.

Точность определения действующего значения напряжения и тока определяется разрядностью АЦП и погрешностью входных трансформаторов. При использовании 12-разрядного АЦП и трансформаторов класса точности 0,5 суммарная погрешность измерения напряжения не превышает 0,3%, что соответствует требованиям класса S приборов для измерения показателей КЭЭ по ГОСТ Р 51317.4.30. Погрешность измерения коэффициента ТНД при уровне гармоник менее 10% составляет не более 0,2 процентного пункта.

Верификация разработанной системы проводилась путём сравнения с эталонным анализатором качества электрической энергии Fluke 435-II. Результаты показали совпадение значений ТНД по напряжению в диапазоне 1–20% с погрешностью не более 0,5%, значений фликера – с погрешностью не более 3% по краткосрочному индексу PST. Это свидетельствует о достаточной точности предложенного решения для применения в промышленных системах мониторинга.

Применение современных микроконтроллерных платформ в системах анализа качества электрической энергии позволяет реализовать полный комплекс измерений, регламентированных ГОСТ 32144-2013, при существенно меньшей стоимости по сравнению со специализированными приборами. Ключевыми преимуществами являются возможность встраивания в распределённые системы мониторинга, гибкость программной настройки алгоритмов и низкое энергопотребление. Перспективным направлением развития является интеграция алгоритмов машинного обучения для прогнозирования нарушений КЭЭ и идентификации источников гармонических помех в питающей сети.

Литература

1. Железко Ю.С. Качество электроэнергии: контроль, анализ, повышение. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 312 с.
2. Yiu J. The Definitive Guide to ARM® Cortex®-M3 and Cortex®-M4 Processors. – Oxford: Newnes, 2013. – 864 p.
3. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014. – 20 с.

*И.С. Кинденкова, В.О. Захаров; рук. Е.С. Андреенков, к.т.н., доц.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ОСОБЕННОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РЗА ПРИ ПОТЕРЕ синхронизации на цифровой подстанции

В настоящее время развитие систем, которые отвечают за процессы автоматизации электрических подстанций, с каждым разом все больше стремится к построению полностью автоматизированных или цифровых решений, которые известны как ВАПС и ЦПС – высокоавтоматизированная или цифровая подстанции. Преимущественно, в основе данных решений лежит стандарт МЭК 61850[1]. Данная концепция предполагает достаточно широкое применение информационных и коммуникационных технологий, что безоговорочно выделяет ВАПС среди традиционных подстанций из-за ряда значительных преимуществ. Одним из самых существенных, например, можно выделить использова-

ние оборудования разных производителей и его беспрепятственную совместимость, а также непрерывное автоматическое управление на всех этапах жизненного цикла. Отличительной особенностью ЦПС третьей архитектуры, с точки зрения выполнения измерений для систем РЗА, является внедрение интеллектуальных устройств. Так называемые «умные» устройства передают свои измерения через протокол Sampled Values (МЭК 61850-9-2).

Тем не менее, учитывая все преимущества, использование высокоавтоматизированных подстанций на практике проявляет ряд особенностей, в противоположность классических ПС, которые влияют на надежность получаемых данных и увеличивают число рисков для объектов критической инфраструктуры:

- программно-аппаратная составляющая измерительных электронных устройств (ИЭУ), которая отвечает за формирование публикуемого измерения SV;

- сетевая инфраструктура связи;

- система, которая обеспечивает высокоточную синхронизацию времени.

В части обеспечения защиты измерений, для ЦПС третьей архитектуры, помимо традиционных промышленной и физической безопасности, особенно важна становится и информационная безопасность.

Появляются новые угрозы, такие как:

- дестабилизация функционирования всей коммуникационной сети связи;

- воздействие на систему точной привязки ко времени;

- искажение информации о полученных измерениях в SV-потоках.

При повсеместном запуске ВАПС, в основе которых лежит протокол МЭК 61850, возникает множество проблем, таких как: снижение надежности схемы из-за увеличения числа различных составляющих; невозможность использования применяемых ранее составляющих и ПО; дефицит инструментов и компетенций; слишком быстрое изменение нормативной базы или полное ее отсутствие.

Необходимость реализации сверхточной (в среднем, 1 мкс) синхронизации времени измерительных электронных устройств источников потоков SV обуславливает использование протокола Sampled Values, чтобы реализовать передачу измерений токов и напряжений на цифровой подстанции. Синхронизация обеспечивает единство времени формирования отсчетов измерений источниками SV-потоков, которые распределены по объекту. Это позволяет использовать измерения совместно в расчетах в функциях РЗА. Если синхронизация по времени функционирует неисправно, то измеренные параметры от разных источников SV рознятся и становятся непригодными для использования в измерительных органах РЗА, куда подводятся от разных источников несколько величин. Современные системы РЗА крайне восприимчивы и уязвимы к сбоям в синхронизации времени – асинхронным потокам данных (SV). Это в большинстве случаев приводит к полной блокировке системы, ограничивает время ее функционирования в таких условиях или некорректным действиям. Таким образом, система синхронизации времени становится критически важным эле-

ментом для нормального функционирования всех устройств РЗА на подстанции.

Неотъемлемым компонентом архитектуры ЦПС III является система, которая обеспечивает единое время для синхронизации источников SV-поток. Точность полученных измерений относительно их синхронности по времени (астрономического или локального на ЦПС) позволяет определить атрибут «smpSynch». Если есть наличие синхронизации атрибут «smpSynch» пакета SV равен «2» - глобальная синхронизация, либо «1» – локальная.

В случае, когда происходит потеря внешнего источника синхронизации, передатчики SV-поток продолжают генерировать пакеты, переключаясь на собственные встроенные источники времени. Погрешность ухода внутренних часов этих источников должна быть не более чем на 1 мкс за интервал, равный 10 секунд. По истечении времени удерживания синхронизации, атрибут «smpSynch» в SV-пакетах принимает значение «0», что означает отсутствие синхронизации. С этого момента времени SV-поток, которые генерируют различные устройства, теряют между собой синхронизацию. Это значит, что их отчеты с одинаковым smpCnt не соответствуют одному и тому же моменту времени проведения измерения. В случае, если работа с SV-пакетами без синхронизации будет продолжена без адаптации алгоритмов их обработки, то это может стать причиной ложного срабатывания исполнительных органов защит, особенно это касается чувствительных дифференциальных. Накапливаемый архив выборок измерений из SV-поток со временем будет истощаться либо, наоборот, переполняться. Причина – постепенное расхождение smpCnt у последовательно поступающих пакетов от разных отправителей. Самым распространенным и наиболее простым способом обработки SV-поток без синхронизации, который применяют терминалы РЗА, является блокировка всех функций РЗА, которые получают данные от потерявших синхронизацию поток. Существенным недостатком данного подхода является то, что он приводит к полной блокировке всех защит присоединения.

Несмотря на все вышесказанное, глобальная синхронизация SV-пакет не всегда является обязательным условием для их корректной обработки измерительными органами защит. Например, измерительные органы, которые используют измерения SV-поток от одного источника, способны обрабатывать данные поток вне зависимости от синхронности получаемых измерений с измерениями от других источников. Точность внутренних часов источника SV достаточна для корректного формирования сигнала измерения. Для измерительных органов защит, которые используют измерения SV-поток от различных источников, необходима относительная локальная (взаимная) синхронизация. Исходя из этого, можно сделать вывод, что функции РЗА, принимающие SV-поток от одного источника, могут нормально функционировать при нарушении синхронизации этим источником, но при условии поддержки обработки несинхронизированных SV-поток в ИЭУ РЗА. Алгоритм обработки должен учитывать все возможные ситуации потери и последующего восстановления

синхронизации потоков SV. Также может возникнуть необходимость в адаптации логики функций РЗА для работы в таких режимах.

Для корректного использования измерений SV-потоков в совместных расчетах необходима их точная синхронизация [5]. Отсутствие временной синхронизации будет приводить к возникновению погрешности. Таким образом, эффективность устройств РЗА при неисправностях синхронизации времени зависит от наличия подобных расчетов.

В зависимости от требований к синхронизации измерений SV, можно выделить три группы функций РЗА:

- 1) функции, которые требуют глобальную синхронизацию SV;
- 2) требующие глобальной синхронизации SV либо локальной синхронизации, исходящей из единого источника;
- 3) допускающие любой вид синхронизации, включая отсутствие внешней синхронизации.

Отношение конкретной функции РЗА к той или иной группе определяется типом и проектным решением ее применения. К первой группе, обычно, относят защиты распределенных объектов, которые используют удаленные измерения, синхронизированные с внешней системой. В качестве примера можно привести дифференциальную защиту линии, не требующую синхронизации полуккомплектов. Ко второй группе относят функции, задействованные в совместных расчетах локальные измерения из различных SV-потоков, например, дифференциальная защита трансформатора или дистанционная защита линии. Функции третьей группы не содержат совместных расчетов из разных потоков SV, пример - токовые защиты. Таким образом, надежная и устойчивая к угрозам безопасности в области синхронизации по времени система РЗА должна обеспечивать блокировку ее функций только когда их выполнение становится невозможным. При этом отдельные функции РЗА продолжают работать даже в условиях полного отсутствия синхронизации по времени.

В нормальном режиме работы все ЦТТН/ПАС на ЦПС функционируют в режиме синхронизации относительно друг друга и относительно глобального времени (это подтверждает признак `SmpSynch==Global` в пакетах `Sampled Values`). Все ИЭУ ЦПС получают по протоколу `Sampled Values` упорядоченные по времени выборочные данные, что обеспечивает готовность РЗА к выполнению своих функций.

Сбои работы системы обеспечения единого времени могут быть вызваны неисправностями:

- 1) отказ основного сервера времени – резервный сервер принимается основным, ЦТТН/ПАС продолжают получать сигналы точного времени, передают пакеты `Sampled Values` с признаком `SmpSynch==Global`, РЗА стабильно выполняет свою работу;

- 2) отказ основного и резервного серверов времени – ЦТТН/ПАС прекращают получать сигналы точного времени, по истечении установленного срока сохранности внутренней синхронизации (из требований СТО «Россетей» и ФСК – не менее 30 секунд) они начинают передавать пакеты `Sampled Values` с

признаком `SmpSynch==None`, а защиты, использующие измерения от нескольких ЦТН/ПАС (ДЗТ, ДЗШ, ДЗО и ступенчатые защиты, использующие измерения с разных точек), автоматически блокируются. Важно, чтобы в этом режиме не было ложных срабатываний РЗА, что должно выявляться во время аттестационных испытаний. При этом остальные функции РЗА, такие как защиты с относительной селективностью, получающие измерения с одного ЦТН/ПАС, продолжают функционировать. Также в данном режиме недопустима блокировка всех функций РЗА, что тоже должно выявляться во время аттестационных испытаний. Причина такого поведения заключается в том, что уход внутреннего времени на ЦТН/ПАС будет приводить к рассинхронизации потоков выборок мгновенных значений, а, следовательно, к появлению несоответствия взаимного расположения векторов электрических величин, вычисленных по полученным измерениям, реальному режиму и, как следствие, к потенциально неправильной работе РЗА. Например, в дифференциальных защитах это может выражаться «ложным» током небаланса (как следствие, «ложным» дифференциальным током, превышающим величину уставки). РЗА, обрабатывающие измерения с одного ЦТН/ПАС, не будут подвержены подобному негативному эффекту. Все ранее заблокированные защиты возвращаются в работу сразу же после восстановления работоспособности сервера времени;

3) отказ связи с глобальным источником времени GPS/GLONASS – Оба сервера времени переходят в режим работы по внутренним часам и продолжают рассылать сообщения синхронизации времени всем ИЭУ на ЦПС, указывая в этих сообщениях статус временной синхронизации. При отсутствии связи с глобальным источником времени ЦТН/ПАС начинают передавать пакеты `Sampled Values` с идентификатором `SmpSynch==Local` или же маркером локальных часов. Ни одна из функций РЗА, при условии синхронизации ЦТН/ПАС от одних и тех же локальных часов, в этом режиме не должна блокироваться, так как все ИЭУ синхронизируются относительно одного и того же источника времени, что тоже должно выявляться во время аттестационных испытаний.

Переход релейной защиты на цифровые стандарты, такие как МЭК 61850 для подстанций III архитектуры, хотя и открывает новые возможности, но и порождает уникальные классы угроз, ассоциированные с надежностью и кибербезопасностью измерительных SV-потоков. Критическим узлом такой системы является сверхточная синхронизация времени, в случае отказа которой защиты полностью утрачивают свою работоспособность.

Система высокоточной синхронизации времени – играет ключевую роль для ВАПС с SV-потоками, влияющий на работоспособность РЗА. Для достижения требуемого уровня надежности системы синхронизации времени необходимо применять определенный подход: обеспечение стабильного приема сигналов ГНСС и использование специальных механизмов контроля ЛВС. Тем не менее, даже при реализации всех защитных мер, для построения надежной системы РЗА ВАПС следует использовать возможности последних редакций МЭК 61850-9-2 по передаче идентификатора часов в пакетах SV, применять ИЭУ РЗА с поддержкой обработки несинхронизированных SV-потоков, а также

такие, которые не требуют обязательной высокоточной синхронизации. Современные интеллектуальные устройства РЗА, интегрированные в комплекс ВАПС, могут обладать дополнительными функциями мониторинга и проверки входных данных из ЛВС, снижая риски неправильной работы и сбоев релейной защиты.

Литература

- [1]. IEC 61850-9-2: Communication networks and systems for power utility automation Part 9-2: Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3. Edition 1.0, 2004-04; Edition 2.0, 2011-09; Edition 2.1, 2020-02.
- [2]. Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformer using IEC 61850-9-2. Revision 2.1, 04-07-07; Revision 3.0, 05-08-25.
- [3]. IEC 61869-9: Instrument transformers - Part 9: Digital interface for instrument transformers. Edition 1.0 2016-04.
- [4]. IEC 61850-5: Communication networks and systems for power utility automation - Part 5: Communication requirements for functions and device models. Edition 2.0, 2013-01.
- [5]. СТО 56947007-29.240.10.256-2018: Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС». Технические требования к аппаратно-программным средствам и электротехническому оборудованию ЦПС. - М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2018.
- [6]. Иванов Г.Н. Синхронизация в электрических системах. – 2018. – 248 с.

*А.И. Ковалев, студ.; рук. Л.И. Долецкая, к.т.н., доц.
филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске*

МЕТОД ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ТЕПЛО- ВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

На сегодняшний день тепловые электростанции (ТЭС) представляют собой важнейший и ключевой элемент существующей энергосистемы. Они обеспечивают надежное и стабильное электроснабжение потребителей, позволяют удовлетворить значительную часть растущих потребностей современного общества. ТЭС занимают лидирующее место в структуре установленной мощности электростанций ЕЭС России с показателем 65,2% [1].

Основными техническими требованиями, предъявляемыми к ТЭС, являются: надежность, маневренность, тепловая экономичность, экологичность.

Надежность – фундаментальный критерий, обеспечение которого, позволяет гарантировать нормальное и безопасное функционирование электростанции, снизить экономические ущербы от недоотпуска электроэнергии потребителям. При решении вопросов надежности ТЭС в первую очередь необходимо проведение расчетов по оценке показателей надежности электрической части станции, при авариях и ремонтах которой может теряться часть отпускаемой электроэнергии.

При проведении расчетов по надежности применяют специализированные методы анализа, позволяющих корректно использовать статистику отказов, выполнять оценочные расчеты, рассматривать варианты повышения живучести схемы и доказывать экономическую целесообразность применяемых технических решений. Основными методами для расчета надежности являются: анали-

тический; таблично – аналитический; таблично – логический; метод, использующий теорию Марковских процессов; метод дерева отказов; модифицированный метод путей и сечений и др.

Для экспресс оценки надежности главных электрических схем в данной статье предлагается использовать упрощенный структурный метод расчета [2]. Данный метод позволяет оценить ожидаемый недоотпуск электроэнергии потребителям, подключенным к сборным шинам главной электрической схемы ТЭС. Расчеты по данному методу проводятся в соответствии со следующим алгоритмом:

1. Главная электрическая схема представляется схемой замещения по надежности. Полученная схема ограничивается двумя точками: входом и выходом. Входы в систему выбираются таким образом, чтобы вероятность отказа структуры в этих точках была незначительна. Элементы, входящие в схему, представляются в виде участков и узлов. Также непосредственно на схеме указываются направления токов на участках.

2. Показатели надежности отдельных элементов определяются с использованием статистических справочных данных.

3. Производится поэтапное эквивалентирование исходной структуры объединением последовательно и параллельно соединенных элементов. В итоге схема замещения преобразуется в эквивалентную структуру граф, входом которого является источник электроэнергии, а выходом – расчетная точка электрической схемы (точка подключения потребителей электроэнергии).

4. Для полученного графа определяются минимальные сечения. Минимальное сечение относительно каждого узла графа – совокупность элементов, представляющая собой минимально достаточные условия отказа узлов; отказ всех элементов в минимальном сечении является достаточным условием для прекращения передачи электроэнергии от входа к выходу.

5. На финальном этапе составляется итоговая схема по надежности, представляющая собой последовательно – параллельную структуру, построенную исходя из ранее определенных минимальных сечений. При этом в расчетах учитываются сечения, содержащие не больше трех элементов, так как отказ большего числа элементов принимается маловероятным. Для полученной структуры, определяются показатели надежности для всей электрической схемы.

Для оценки надежности электрической схемы применяются следующие показатели:

- параметр потока отказов ω ;
- среднее время восстановления T_B ;
- ожидаемый недоотпуск электроэнергии;

При известных показателях надежности ЭЭС в расчетной точке величина недоотпущенной за год электроэнергии определяется по формуле:

$$W_{нд} = W_{год} \frac{\omega_c T_{BC}}{8760}$$

Показатели надежности последовательных и параллельных структур вычисляются по следующим формулам:

- для последовательного соединения элементов:

$$\omega_c = \sum_{i=1}^n \omega_i$$

$$T_{вс} = (\omega_c)^{-1} \sum_{i=1}^n \omega_i T_{вi}$$

- для параллельного соединения:

$$T_{вс} = \left(\sum_{j=1}^m T_{вj}^{-1} \right)^{-1}$$

$$\omega_c = T_{вс}^{-1} \left(\prod_{j=1}^m \omega_j T_{вj} \right)$$

Узлами ЭЭС являются секции РУ различных напряжений. Признаком отказа шин служит исчезновение на них напряжения.

Это происходит в следующих случаях:

1) при отказе самих шин, показатели надежности при этом:

$$\omega_{ш} = \omega_{ш0} N_{пр} T_{вш}$$

где $N_{пр}$ – число присоединений

2) при отказе любого присоединения (ячейки РУ с соответствующим оборудованием) на время, необходимое для отсоединения этой ячейки и подачи питания на шины обслуживающим оперативно-диспетчерским персоналом или оперативно выездными бригадами:

$$\omega_{пр} = \sum_{i=1}^{N_{пр}} \omega_{ячi}$$

При этом $T_{впр} = T_{пер}$, где $T_{пер}$ – время оперативных переключений

3) при отказе рабочего питания секции и несрабатывании устройств релейной защиты, автоматики и коммутационной аппаратуры (УРЗ и КА) на питающей линии или секционном выключателе на время, необходимое для подачи питания на секции шин вручную:

$$\omega_{рза} = \omega_{раб} (q_{рза} + q_{авр}), T_{врза} = T_{пер}$$

4) при отказе в срабатывании УРЗ и КА отходящих линий на время отсоединения соответствующей ячейки и подачи питания на шины вручную:

$$\omega_{отх} = \sum_{j=1}^{N_{л}} K_{нj} \omega_{лj} q_{рзj}$$

При этом $T_{вотх} = T_{пер}$

В итоге, показатели надежности узла в целом определяются по формулам для последовательных структур, характеризующих соответствующие четыре ситуации отказов шин.

По изложенной методике был рассчитан ожидаемый недоотпуск электроэнергии потребителям с шин 110 кВ ТЭЦ. При расчетах использованы следующие исходные данные:

1) на станции установлены два генератора мощностью 63 МВт каждый с номинальным напряжением 10 кВ;

2) суточные графики нагрузки генераторов ТЭЦ;

3) в распреустройствах 10 кВ и 110 кВ приняты электрические схемы соответственно одиночная секционированная система шин и две системы сборных шин с обходной;

4) показатели надежности элементов электрических схем приняты по данным [3];

5) оценка надежности главной электрической схемы ТЭЦ проводится только для аварийных отказов оборудования без учета ремонтных состояний.

Для электрической части ТЭЦ исходная схема замещения по надежности и эквивалентная схема на основе минимальных сечений представлены на рисунках 1 и 2 соответственно.

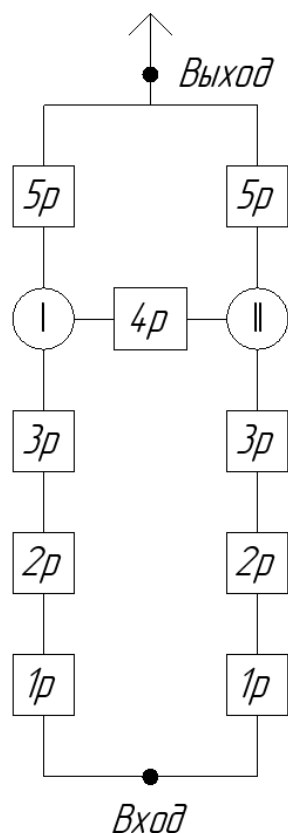


Рисунок 1 – Исходная схема замещения по надежности

(принятые обозначения: 1р – ячейка трансформатора на ГРУ 10 кВ; 2р – силовой трансформатор 10/110 кВ; 3р – ячейка трансформатора на РУ 110 кВ; 4р – ячейка секционного выключателя РУ 110 кВ; 5р – ячейка отходящей к потребителю линии 110 кВ; I и II – секции шин РУ 110 кВ)

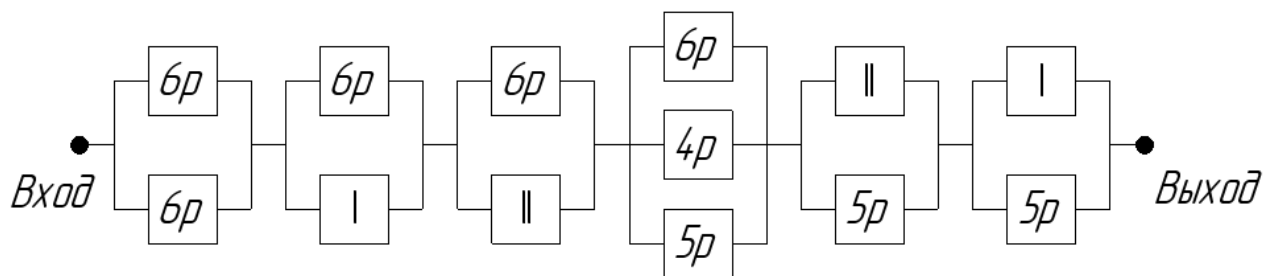


Рисунок 2 – Эквивалентная схема на основе минимальных сечений
(Принятые обозначения: 6p – эквивалентный блок, соответствующий последовательному соединению блоков 1p, 2p и 3p на рис. 1)

В результате расчетов получено, что показатели надежности электрической части ТЭЦ приняли следующие значения (рис. 3):

- параметр потока системы – $\omega_c = 7,896 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{год}}$;
- время восстановления системы – $T_{вс} = 2,552 \text{ ч}$;
- ожидаемый годовой недоотпуск электроэнергии

$$W_{нд} = 0,187 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

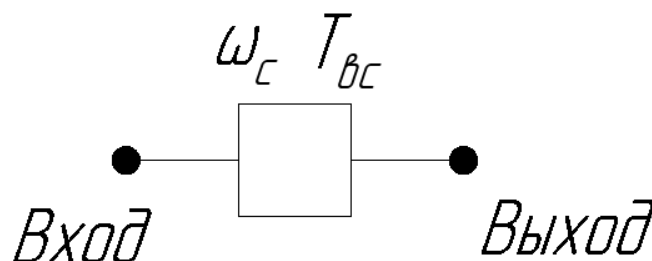


Рисунок 3 – Эквивалентная схема замещения по надежности электрической части ТЭЦ

Таким образом, рассмотренный метод позволяет вычислять ожидаемый годовой недоотпуск электроэнергии, а также оценивать показатели надежности исследуемой системы, что дает возможность проводить анализ технических методов по повышению надежности электрических схем.

Литература

- [1]. Отчет о функционировании энергосистем России в 2025 году. [Электронный ресурс]. URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2026/ups_rep2025.pdf (дата обращения: 05.03.2026).
- [2]. Надежность электроснабжения потребителей [Электронный ресурс] : учеб. пособие / авт.-сост. Ю. П. Максимов ; Владим. гос. ун-т им. А. Г. и Н. Г. Столетовых. – Владимир : Изд-во ВлГУ, 2025. – 94 с. – ISBN 978-5-9984-2016-0. URL: <https://dspace.www1.vlsu.ru/bitstream/123456789/13267/1/02941.pdf> (дата обращения 05.03.2026).
- [3]. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок: Учебное пособие для вузов. – 3-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 288 с., ил. ISBN 978-5-383-00401-2.

АНАЛИЗ ГРАНИЦ ПРИМЕНИМОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ЛОКАЛИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТОКА ВЫСШИХ ГАРМОНИК В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

При включении потребителей несинусоидального тока электроэнергетической системе в её узлах возникают гармонические составляющие высших частот, что ведёт к ухудшению качества электроэнергии. Ставится задача локализации (определения номера узла) источника высших гармоник в электроэнергетической системе. В статье [1] представлен теоретический подход к обнаружению источника ухудшения качества электроэнергии в питающей сети. В статье [2] представлена технология локализации источников помех в режиме реального времени на основе синхронных измерений в нескольких узлах энергосистемы.

В настоящей работе рассматривается способ локализации источника высших гармоник с использованием нейронных сетей и границы его применимости на примере модели энергосистемы IEEE 39 node energy system [3]. Проблемы численного моделирования процессов в электрических цепях рассмотрены в работе [4]. Измерения гармонических составляющих напряжения производились в узлах с номерами 1, 23 и 28 на гармониках 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, 29 и 31. При каждом измерении источник тока высших гармоник со случайным значением амплитуд и фаз гармонических составляющих размещался в случайном узле энергосистемы.

Нейронная сеть, содержащая входной слой, один скрытый слой с функцией активации Relu и выходной слой, обучалась предсказывать номер узла, в котором расположен источник тока высших гармоник. Число входных нейронов для трёх измерителей на 10 гармониках равно 30. Число выходных нейронов равно количеству узлов в энергосистеме (29). Количество нейронов скрытого слоя было принято равным 60. К логитам (значениям нейронов выходного слоя) применяется функция softmax. Обучение производилось методом стохастического градиентного спуска с размером батча данных 64 на датасете обучающих примеров размером 10 000 экземпляров с коэффициентом скорости обучения (learning rate) равным 0.01. Количество эпох выбрано равным 10. Каждый признак входных данных был стандартизирован с применением Z-score на этапе предобработки перед подачей данных на вход нейросети.

Валидация модели производилась на датасете валидационных примеров размером 1000 экземпляров. При стандартизации валидационных признаков использовался Z-score с значениями μ и σ обучающей выборки во избежание утечки данных (data leakage). В качестве функции потерь использовалась кросс-энтропия (перекрёстная энтропия).

В качестве метрики качества модели выбрано относительное количество верных предсказаний по набору данных (точность с микроусреднением):

$$Score = \frac{m}{N},$$

где:

m – количество верных предсказаний;

N – общее количество предсказаний.

Данная метрика может быть эффективно использована, поскольку классы сбалансированы (источник высших гармоник может быть равновероятно расположен в любом узле энергосистемы).

Отдельно рассмотрены случаи, когда нейросеть обучалась и тестировалась на данных с малыми значениями токов (до 30 А), с большими значениями токов (80 - 100 А), а также, когда значения токов источников при обучении и тестировании отличались (табл. 1).

Таблица 1 – Среднее значение Score на последней эпохе обучения

I_{test}, A	I_{train}, A	
	1 - 30	80 - 100
1 - 30	0,90	0,03
80 - 100	0,94	0,97

Из результатов моделирования видно, что нейросеть имеет лучшие предсказания в случае обучения и предсказания узлов с источниками высших гармоник тока с большими значениями тока. Однако при обучении модели на больших значениях токов источников она теряет возможность локализации источников с малыми токами (рис. 1).

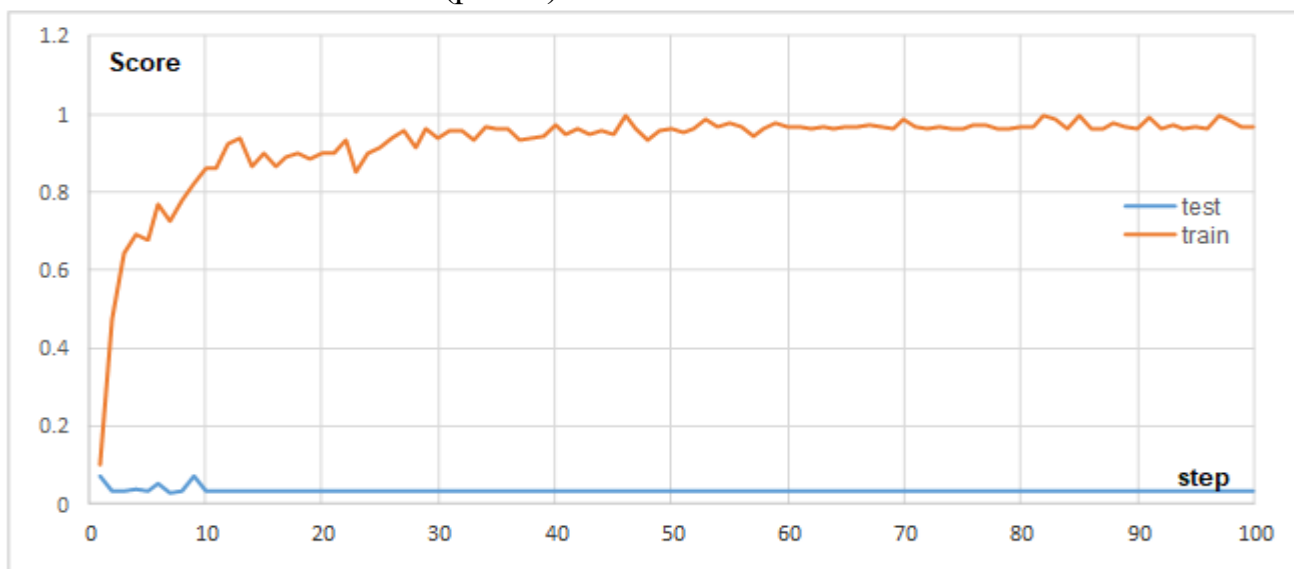


Рис. 1 – Изменение Score в процессе обучения модели на обучающей (train) и валидационной (test) выборках. $I_{train} = 80 - 100 A$; $I_{train} = 1 - 30 A$.

При обучении модели на малых токах, она способна локализовать источники высших гармоник тока с большими значениями тока с большей точностью, чем при локализации источников тока с малыми значениями тока. Это

может быть объяснено тем, что большие токи создают большие входные сигналы, что повышает уверенность модели в своём выборе.

Действующее значение напряжения v -й гармоники в узле n $U_n^{(v)}$ при наличии единственного источника тока v -й гармоники в узле k для линейной цепи пропорционально величине тока источника:

$$U_n^{(v)} = \beta_{nk}^{(v)} I_k^{(v)},$$

где:

$I_k^{(v)}$ – действующее значение тока v -й гармоники в узле k ,

$\beta_{nk}^{(v)}$ – взаимное комплексное сопротивление узлов k и n (коэффициент передачи из тока узла k в напряжение узла n).

Определим отношение напряжений v -й гармоники в узлах n и m :

$$\frac{U_n^{(v)}}{U_m^{(v)}} = \frac{\beta_{nk}^{(v)} I_k^{(v)}}{\beta_{mk}^{(v)} I_k^{(v)}} = \frac{\beta_{nk}^{(v)}}{\beta_{mk}^{(v)}} = Y_{nmk}^{(v)}.$$

Значение величины $Y_{nmk}^{(v)}$ на конкретной гармонике не зависит от величины тока источника высшей гармоники и определяется только взаимным расположением измерителей (номера узлов n , m) и источника гармоник (номер узла k). При фиксированном расположении измерителей коэффициент $Y_{nmk}^{(v)}$ определяется только расположением источника несинусоидального тока.

В табл. 2 приведены результаты моделирования с использованием отношений действующих значений напряжений высших гармоник. Входные данные для обучения также стандартизируются с применением Z-score.

Таблица 2 – Среднее значение Score на последней эпохе обучения на значениях $Y_{nmk}^{(v)}$.

I_{test}, A	I_{train}, A	
	1 - 30	80 - 100
1 - 30	0,92	0,75
80-100	0,89	0,99

По результатам моделирования максимальная точность модели наблюдается при обучении и предсказании больших токов. Это может быть объяснено следующим обстоятельством. Значения напряжений в узлах n , m определяются не только величиной источника тока высших гармоник, но и фоновыми значениями гармонических составляющих (гармоническим фоном) от других источников высших гармоник. В связи с этим, отношение напряжений в узлах n и m может быть более точно определено следующим образом:

$$\frac{U_n^{(v)}}{U_m^{(v)}} = \frac{\beta_{nk}^{(v)} I_k^{(v)} + \Delta U_n^{(v)}}{\beta_{mk}^{(v)} I_k^{(v)} + \Delta U_m^{(v)}} = \frac{\beta_{nk}^{(v)} + \Delta U_n^{(v)} / I_k^{(v)}}{\beta_{mk}^{(v)} + \Delta U_m^{(v)} / I_k^{(v)}} \approx \frac{\beta_{nk}^{(v)}}{\beta_{mk}^{(v)}} = Y_{nmk}^{(v)}.$$

При чём данное равенство тем точнее, чем выше значение тока $I_k^{(v)}$. Таким образом для больших значений тока высших гармоник значение $\gamma_{nmk}^{(v)}$ становится более показательным признаком для локализации источника. Также из результатов моделирования видно, что нейросеть, обученная на больших токах способна верно локализовать источники с меньшими токами в 75% случаев (против 3% случаев для модели без использования значений $\gamma_{nmk}^{(v)}$) (рис. 2).

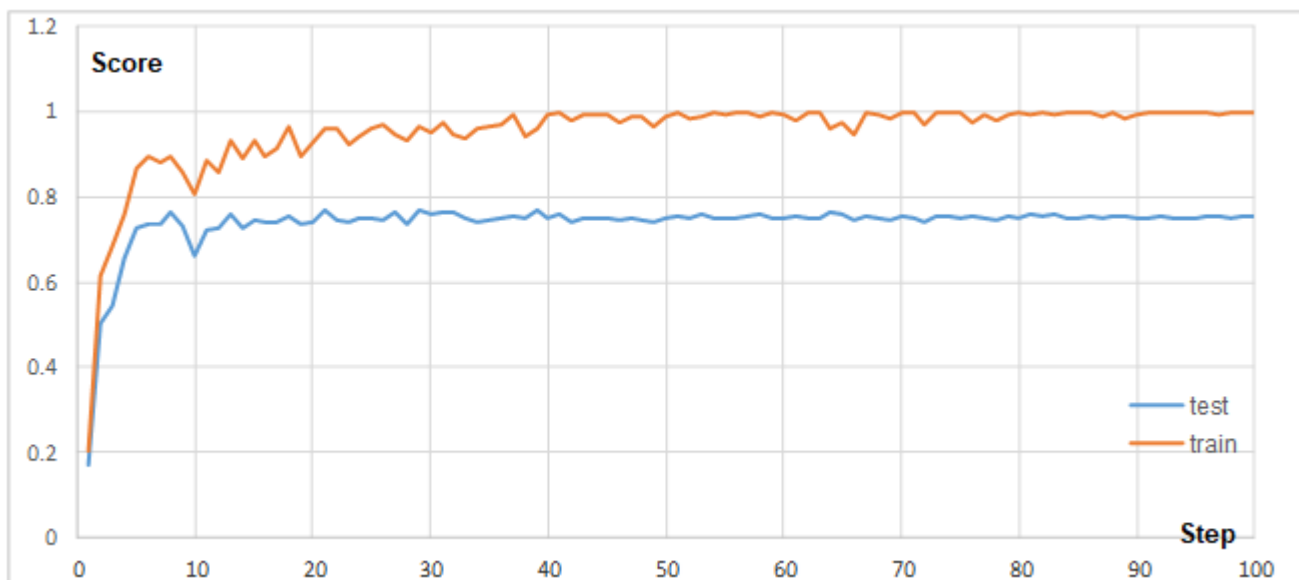


Рисунок 2 – Изменение Score в процессе обучения модели на обучающей (train) и валидационной (test) выборках с использованием значений $\gamma_{nmk}^{(v)}$.
 $I_{train} = 80 - 100$ А; $I_{train} = 1 - 30$ А.

Далее определяется качество предсказаний модели при использовании действующих значений напряжений (рис. 3) и при использовании их отношений (рис. 4) в зависимости от величины тока источника высших гармоник: при обучении на малых значениях тока (1-30 А), промежуточных значениях тока (40-70 А) и больших значениях тока (80-100 А).

Из анализа результатов моделирования следует, что применение отношений напряжений в качестве входных параметров модели даёт более стабильные предсказания при обучении модели в широких диапазонах значений токов источника тока высших гармоник, в то время как модель, обученная на основе действующих значений напряжений непосредственно способна выполнять качественные предсказания лишь для значений токов, превышающих значения, используемые в процессе обучения. Также метод, основанный на использовании отношений напряжений, показывает в среднем большую точность локализации.

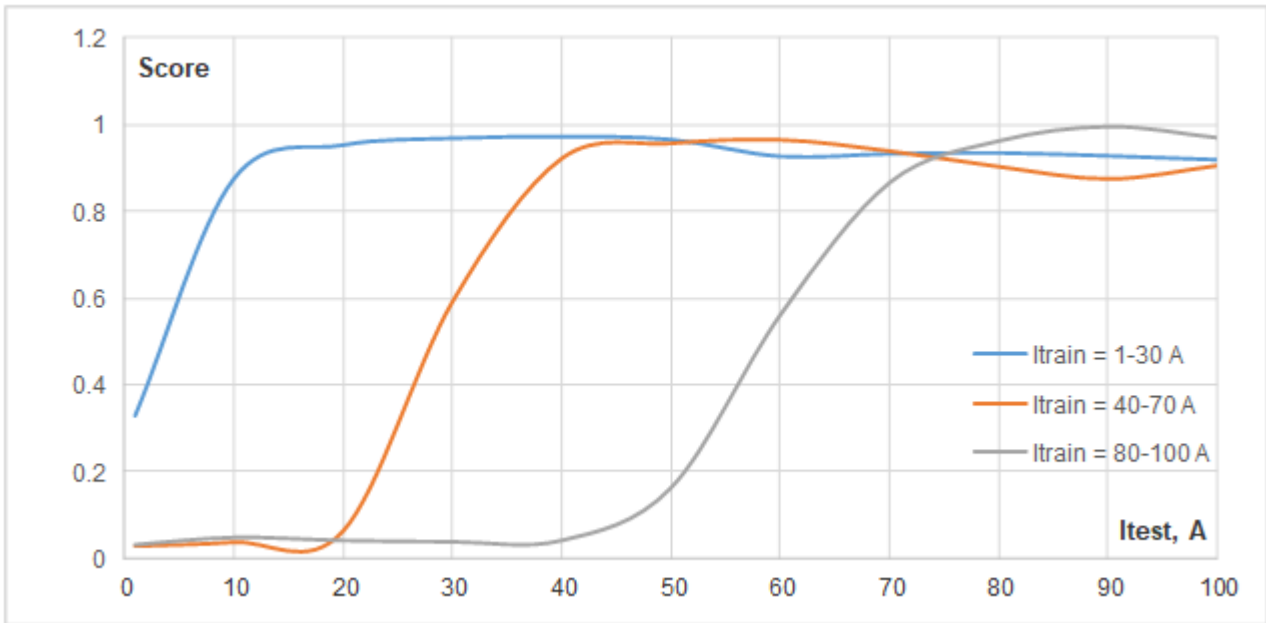


Рисунок 3 – Зависимость Score от значения тока источника высших гармоник при использовании действующих значений напряжений высших гармоник.

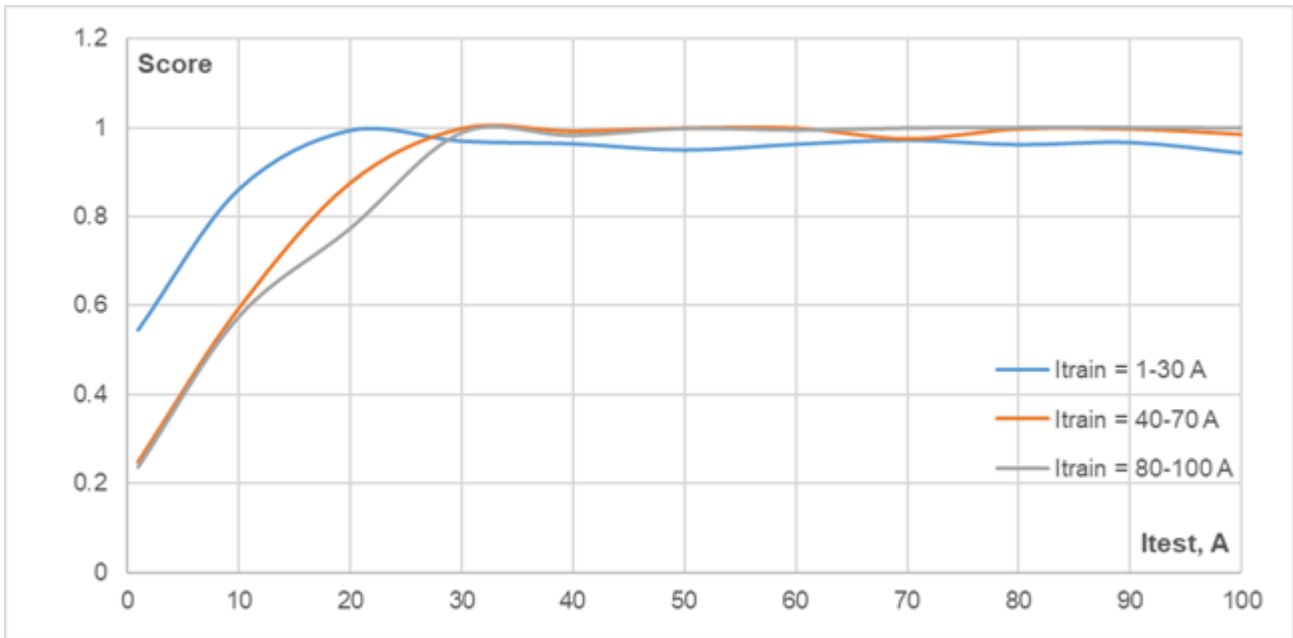


Рисунок 4 – Зависимость Score от значения тока источника высших гармоник при использовании отношений действующих значений напряжений высших гармоник

Таким образом, использование нейронных сетей, предсказывающих номер узла с источником тока высших гармоник по значениям отношений напряжений высших гармоник, измеренных в нескольких узлах сложной электроэнергетической системы, показывает хорошие результаты в широком диапазоне токов источников. Снижение точности наблюдается при небольших значениях тока источников тока (до 30 А). При значениях тока 30 А и более, точность предсказания стабильно превышает 90% при использовании трёх измерителей и 10 гармоник.

Литература

1. Korovkin N.V., Balagula Y.M., Adalev A.S. and Nitsch J. A method of a disturbance source localization in a power system // IEEE Russia power tech, Powertech, 2005, P. 4524765.
2. Коровкин Н.В., Лысенко Г.С. Технология локализации источников помех в энергосистемах // Известия Российской академии наук. Энергетика, 2013, № 2, С. 121-130.
3. T. Athay, R. Podmore, and S. Virmani. A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-98, no. 2, March/April 1979, P. 573-584.
4. Демирчан К.С. и др. Проблемы численного моделирования процессов в электрических цепях // Известия Российской академии наук. Энергетика и транспорт, 1982, № 2, С. 94.

*М.В. Корягин, А.Д. Шушина студ.; рук. Е.С. Андреевков, доц.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ЗАЩИТА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ В СЕТИ С НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

В системах электроснабжения (СЭС) напряжением до 1 кВ довольно часто наблюдается повреждение электрооборудования из-за импульсных перенапряжений. В настоящее время указанная проблема обостряется вследствие того, что в современные СЭС характеризуются высокой долей электрооборудования на базе микроэлектронной, микропроцессорной и силовой полупроводниковой техники (IGBT, MOSFET транзисторы и т. п.), имеющей повышенную чувствительность к импульсным перенапряжениям. Повреждение оборудования может сопровождаться разрушением изоляции, что является опасным с точки зрения электробезопасности.

Поэтому проблема поиска решений для защиты электрооборудования от перенапряжений является актуальной.

Перенапряжением является повышение напряжения в электроустановке на величину более 10% номинального значения.

С точки зрения причин возникновения, перенапряжения, возникающие в электроустановках, можно разделить категории:

- внутренние (коммутационные) перенапряжения, которые возникают при коммутации цепей в нормальных условиях эксплуатации, а также при аварийных ситуациях и устранении повреждений в электрической сети.

- перенапряжения, вызванные внешними воздействиями (например воздействием молнии);

- перенапряжения, возникающие в сети до 1кВ при аварии в питающей сети 6 (10) кВ.

Требования по обеспечению безопасности при перенапряжениях устанавливаются ГОСТР 50571.4 .44-2019 (МЭК 60364-4-44: 2007). В случае замыкания на землю на стороне высокого напряжения подстанции на низковольтную электроустановку могут воздействовать следующие виды перенапряжений (рис. 1):

- напряжение повреждения промышленной частоты U_f ;
- критические напряжения промышленной частоты между линейным проводником и открытыми проводящими частями на ТП (U_1), или на стороне потребителя (U_2).

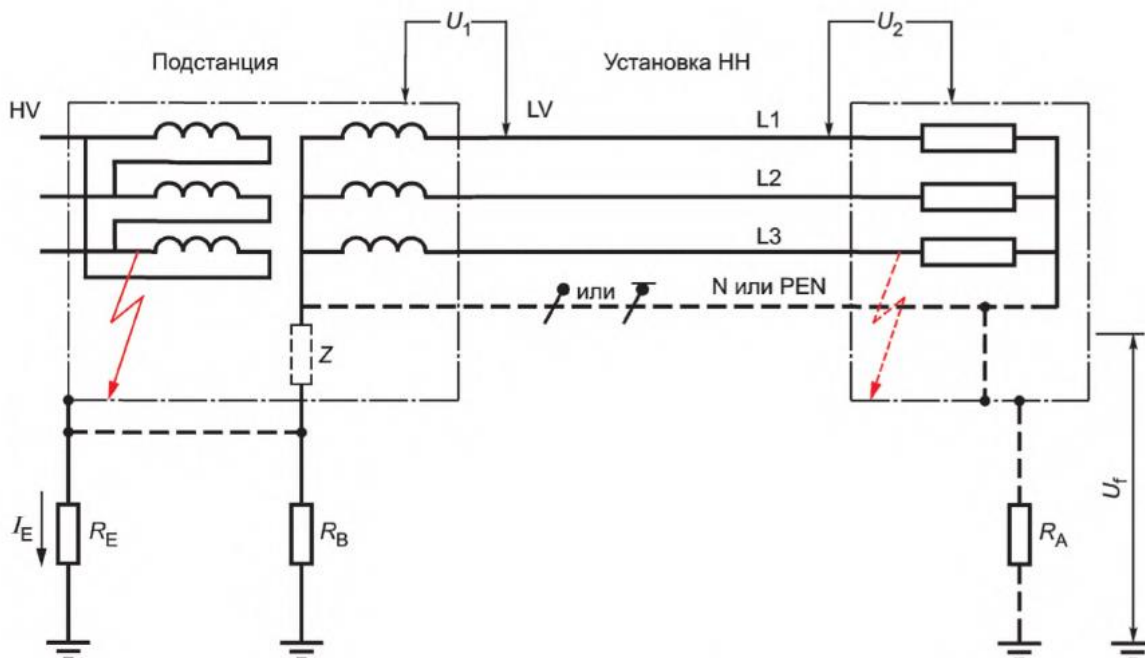


Рисунок 1 – Характерная упрощенная схема возможных способов заземления электроустановок и перенапряжений, возникающих в случае повреждений

Если высоковольтные и низковольтные заземляющие устройства находятся вблизи друг друга, существуют два способа их практического использования:

- соединение всех высоковольтных (R_E) и низковольтных (R_B) заземляющих устройств между собой;
- отделение высоковольтных (R_E) и низковольтных (R_B) заземляющих устройств друг от друга.

Наиболее широко применяемым способом является взаимное соединение. Если низковольтная система полностью расположена на территории высоковольтного заземляющего устройства, высоковольтные и низковольтные заземляющие устройства должны быть соединены между собой.

Рассмотрим критические напряжения промышленной частоты и напряжения повреждения промышленной частоты в низковольтных установках для типа заземления TN (глухозаземлённая нейтраль), которые приведены в таблице 1.

Система TN делится на TN-C, TN-S и TN-C-S:

- TN-C – ноль и земля объединены на всей линии;
- TN-S – нейтраль (N) и защитный (PE) отдельные;
- TN-C-S – от источника питания ноль и земля объединены в один проводник, но во вводном щитке дома они разделяются на проводники N и PE.

Таблица 1 – Критические напряжения промышленной частоты в низковольтных установках с системой заземления TN

Типы заземления системы	Типы соединения заземляющих устройств	U_1	U_2	U_f
TN	R_E и R_B соединены	U_0^*	U_0^*	$R_E \cdot I_E^{**}$
	R_E и R_B разделены	$R_E \cdot I_E + U_0$	U_0^*	0^*

Рассмотрим, как получены значения таблице для заземления TN.

В системе TN нулевой защитный проводник (PEN) тянется от подстанции до установки. При замыкании фазы на корпус или на землю возле установки, цепь тока замыкания (I_E) замыкается через металлическую связь PEN, возвращаясь к нейтрали трансформатора.

- $U_1 = U_0$

В момент замыкания фазы на заземленный корпус, корпус оказывается под потенциалом фазы относительно нейтрали (при идеальном металлическом коротком замыкании). Нейтраль трансформатора заземлена. Так как R_E и R_B соединены (PEN проводником), потенциал корпуса и потенциал нейтрали выравниваются через эту цепь.

- $U_2 = U_0$ (Потенциал нейтрали)

Так как R_E и соединены, потенциал нейтрали трансформатора (U_2) практически равен потенциалу корпуса (U_1), потому что они связаны низкоомным PEN-проводником. U_2 также стремится к U_0

- $U_f = R_E \cdot I_E$ (Напряжение на заземляющем устройстве / Корпусе относительно удаленной земли)

Это напряжение на сопротивлении R_E По закону Ома, напряжение на участке цепи равно произведению тока на сопротивление.

- $U_1 = R_E \cdot I_E + U_0$

При замыкании на R_E . Цепь для тока I_E теперь замыкается через землю (от R_E к R_B через грунт).

Ток I_E протекает через R_E и создает на нем падение напряжения $R_E \cdot I_E$. Это падение напряжения и есть потенциал корпуса относительно "своей" местной земли.

Так как земля теперь является единственным обратным проводником, потенциал корпуса поднимается практически до полного фазного напряжения (за вычетом падения в земле). Формула $R_E \cdot I_E + U_0$ описывает высокий потенциал на корпусе.

- $U_2 = U_0$

Потенциал нейтрали трансформатора (U_2) остается равным (U_0), потому что R_B соединен с нейтралью трансформатора и заземлена отдельно, она не связан с местом аварии. Ток I_E уходит в землю и возвращается к R_B , но R_B "привязан" к нейтрали, поэтому его потенциал остается низким.

- $U_f = 0$

Если связь (PEN) оборвана, а фаза замкнута на землю через RE, то нагрузка Z оказывается обесточенной (последовательная цепь разорвана землей). Поэтому напряжение на нагрузке отсутствует (0).

Для защиты электрооборудования и обеспечения безопасности людей необходимо применять систему, исключающую появление U_f и ограничивающую перенапряжения на корпусах. Этому условию удовлетворяет система TN (особенно TN-C-S) при условии качественного и непрерывного соединения PEN-проводника.

Для защиты электрооборудования от перенапряжений, вызванных авариями в питающей сети 6(10) кВ и коммутационными процессами, в сетях до 1 кВ рекомендуется применять систему заземления TN-S или TN-C-S, а не устаревшую TN-C.

Система TN-S (или TN-C-S) имеет следующие преимущества:

1. Выравнивание потенциалов: соединение высоковольтного (RE) и низковольтного (RB) заземляющих устройств (что характерно для TN) позволяет эффективно выравнивать потенциалы и снижать U_f до нуля при исправной цепи.

2. Разделение функций N и PE: В системах TN-S и TN-C-S функции рабочего нуля (N) и защитного проводника (PE/PEN) разделены. Это гарантирует, что на корпусах оборудования не будет скачков потенциала, связанных с перекосами фаз или токами в нуле, в отличие от системы TN-C, где PEN-проводник совмещает обе функции и может быть источником опасности при обрыве.

3. Путь для токов утечки: Наличие отдельного защитного проводника PE обеспечивает надежный путь для токов короткого замыкания на землю, что позволяет защитной автоматике (автоматическим выключателям) быстро отключить поврежденный участок, минимизируя время воздействия перенапряжения.

Для минимизации перенапряжений и обеспечения надежной защиты электрооборудования (особенно чувствительной микроэлектроники) в сетях до 1 кВ следует применять систему заземления TN-C-S. Она сочетает в себе экономичность TN-C (на магистрали) и безопасность TN-S (внутри установки потребителя), обеспечивая условия, при которых напряжения повреждения (U_f) сводятся к нулю при исправности проводников.

Литература

1. ГОСТ Р 50571.4.44-2019 (МЭК 60364-4-44:2007). Электроустановки низковольтные. Часть 4-44. Требования по обеспечению безопасности. Защита от отклонений напряжения и электромагнитных помех.. – М.: Стандартинформ, 2019.
2. ПУЭ-7. Правила устройства электроустановок. Разделы 1, 6, 7. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2002. (Глава 1.7 о заземлении и защитных мерах электробезопасности).
3. Карпов, Ф. Ф. Перенапряжения в электрических сетях низкого напряжения и защита от них / Ф. Ф. Карпов. – М.: Энергия, 1980. – 120 с.
4. Харченко, В. Ф. Техника высоких напряжений: учебник для вузов / Под ред. В. Ф. Харченко. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 400 с.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЗАТРАТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Проектирование систем электроснабжения напряжением 10 кВ, широко применяемых в распределительных сетях городов и промышленных предприятий, связано с решением задачи рационального выбора параметров кабельных линий. Одним из наиболее важных этапов разработки кабельной линии (КЛ) является технико-экономическое обоснование сечения токопроводящих жил кабеля. От правильности принятого решения во многом зависят не только капитальные затраты на строительство, но и последующие эксплуатационные расходы, включая стоимость компенсации потерь электроэнергии, а также показатели надежности и срока службы системы электроснабжения.

В последние годы в распределительных электрических сетях традиционные кабели с бумажной пропитанной изоляцией (БПИ) постепенно заменяются кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ). Их широкое применение в сетях напряжением 10 кВ обусловлено рядом существенных преимуществ: повышенной электрической прочностью, меньшими диэлектрическими потерями, высокой устойчивостью к термическим воздействиям при коротких замыканиях и низкой гигроскопичностью. Благодаря этим свойствам такие кабели обладают большей пропускной способностью и увеличенным сроком службы, который может достигать 30 лет и более. В связи с этим задача оптимального выбора сечений кабелей с изоляцией СПЭ приобретает особую актуальность.

Выбор экономически целесообразного (оптимального) сечения кабеля (далее — задача оптимизации) представляет собой сложную инженерную проблему, которая, с методологической точки зрения, разделяется на три взаимосвязанных этапа: во-первых, обоснование и выбор критерия оптимальности; во-вторых, разработка адекватной математической модели, описывающей процесс функционирования объекта с учетом затрагиваемых факторов; в-третьих, отыскание и реализация численного метода решения поставленной оптимизационной задачи.

В классической электроэнергетике и в современной практике проектирования для выбора наилучшего варианта технического решения принято опираться на принцип минимума совокупных затрат, связанных с сооружением и последующей эксплуатацией КЛ. В условиях современной рыночной экономики и многообразия источников финансирования, в качестве наиболее объективной сравнительной оценки различных вариантов технических решений используют показатель суммарных дисконтированных затрат (СДЗ) [1]. Данный интегральный показатель, в отличие от устаревших методов (например, метода сравнительного срока окупаемости), корректно учитывает разновременность осуществления затрат, приводя все будущие ежегодные издержки (в первую очередь, стоимость потерь электроэнергии) к начальному моменту времени —

моменту ввода линии в эксплуатацию. Исходя из своей экономической природы, критерий СДЗ был обоснованно выбран в качестве основного для решения задачи выбора оптимальных сечений кабелей напряжением 10 кВ.

Таким образом, математическая модель затрат с учетом строительства КЛ в течение года имеет следующий вид:

$$Z = K(F) + \sum_{t=1}^{T_{расч}} C_0 \cdot \left(\frac{3 \cdot I_p^2 \cdot p \cdot l \cdot \tau}{n \cdot F} \right) \cdot (1 + E_{н.п.})^{1-t} \quad (1)$$

где:

Z - суммарные дисконтированные затраты на сооружение и эксплуатацию 1 км КЛ, тыс. руб./км;

$K(F)$ - удельные капиталовложения на сооружение 1 км КЛ, тыс. руб./км (функция сечения F);

$T_{расч}$ - расчетный период (срок службы КЛ), лет;

C_0 - стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./кВт·ч;

I - расчетный ток линии, А;

p - удельное сопротивление материала жилы при рабочей температуре, Ом·мм²/км;

l - длина линии (принимается 1 км для удельных расчетов);

τ - время максимальных потерь, ч/год;

n - количество цепей (для трехжильного кабеля $n=3$, но в формуле учтено через 3 фазы);

F - сечение токопроводящей жилы, мм²;

$E_{н.п.}$ - норматив дисконтирования (приведения разновременных затрат).

Физический и экономический смысл формулы раскрывается через ее структуру. Первое слагаемое $K(F)$ аккумулирует в себе все единовременные капитальные вложения, необходимые для создания линии «под ключ». Это затраты на приобретение самого кабеля (с учетом его строительной длины), соединительные и концевые муфты, транспортно-заготовительные расходы, а также полный комплекс строительно-монтажных работ (СМР), включая земляные работы, устройство постели, монтаж и последующие испытания. Второе слагаемое, представленное в виде суммы по годам расчетного периода, представляет собой ежегодные издержки, связанные с компенсацией потерь активной мощности в линии на нагрев жил. Эти ежегодные затраты приводятся к начальному моменту времени (дисконтируются) путем умножения на коэффициент $(1 + E_{н.п.})^{1-t}$, что обеспечивает корректное суммирование с первоначальными капиталовложениями.

Для КЛ 10 кВ была проведена аппроксимация зависимости капвложений на кабели с изоляцией сшитого полиэтилена с использованием укрупненных нормативов строительства [2]. В таблице 1 приведены укрупненные нормативы для линий с кабелями марки АПвПг.

Таблица 1 – Укрупненные нормативы для КЛ 10 кВ

Наименование кабеля (сечение, мм ²)	Норматив цены строительства, тыс. руб./км
АПвПг-10 3х50	2350
АПвПг-10 3х95	3050
АПвПг-10 3х120	3500
АПвПг-10 3х150	4100
АПвПг-10 3х185	4850
АПвПг-10 3х240	6100

В нормативы включены:

- стоимость кабеля (1000 м);
- стоимость соединительных и концевых муфт (6 соединительных + 2 концевых на 1 км трассы);
- транспортно-заготовительные расходы;
- стоимость земляных работ и материалов для монтажа (песок, кирпич, сигнальная лента).

Аппроксимация с использованием программы [3] проведена для двух функций зависимости капвложений от сечения кабеля:

— линейной $K(F) = a + bF$;

— степенная $K(F) = aF^b$

В таблиц 2 приведены значения коэффициентов a , b , погрешность аппроксимации для двух предложенных зависимостях.

Таблица 2 – Коэффициенты и погрешность аппроксимации

Вид модели	a , тыс.руб	b , мм ²	Погрешность, %
Линейная	19,78	1423,9	3,5
Степенная	478,5	0,411	5,2

Из данной таблицы следует, что может быть принята линейная функция $K(F)$ с меньшей погрешность аппроксимации.

Для стандартизированного ряда сечений кабеля от 50 до 240 мм² включительно и линейной математической модели были выполнены расчеты значений суммарных дисконтированных затрат при значениях расчетного тока от 50 А до 200 А, которые характерны для КЛ распределительных сетей 10 кВ. При приведении приняты следующие исходных данные:

$T_{расч} = 20$ лет (нормативный срок службы КЛ из СПЭ);

$C_0 = 0,0035$ тыс. руб./кВт·ч

$\tau = 3570$ ч/год

$n = 1$ (одна трехжильная линия);

$p = 35,7$ Ом·мм²/км (для алюминия с учетом нагрева до 70°С);

$E_{н.п.} = 0,1$ (норма дисконтирования).

Результаты итоговых суммарных дисконтированных затрат для различных сечений кабелей и значений соответствующих сечениям токов сведены в таблицу 3.

Таблица 3 - Суммарные дисконтированные затраты на КЛ

№	Сечение кабеля F, мм ²	Расчетный ток линии I _p , А	Суммарные дисконтированные затраты Z, тыс.руб./км
1	2	3	4
1	50	50	2348,6
		100	3405,7
		150	5150,4
		200	7582,6
2	95	50	2831,2
		100	3600,4
		150	4804,1
		200	6442,2
3	120	50	3096,3
		100	3745,6
		150	4732,5
		200	6057,0
4	150	50	3480,7
		100	4058,1
		150	4875,0
		200	5931,5
5	185	50	3979,9
		100	4523,4
		150	5274,6
		200	6233,6
6	240	50	4766,1
		100	5281,9
		150	5985,1
		200	6875,8

Полученная математическая модель капитальных вложений и метод расчета суммарных дисконтированных затрат для КЛ может быть применен для технико-экономических исследований, например для построения интервалов экономических нагрузок, для выбора оптимальных сечений кабелей 10 кВ из сшитого полиэтилена при любых иных значениях детерминированных параметров, которые могут варьироваться в зависимости от конкретных условий сооружения и эксплуатации КЛ: региональных стоимостных показателей на СМР, прогнозируемой динамики стоимости электроэнергии, реальной продолжительности использования максимума нагрузки конкретного потребителя и т.д.

Литература

[1]. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.

[2]. Государственные сметные нормативы. Укрупненные нормативы цены строительства: сборники НЦС 81-02-2023 / Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации. – Москва, 2023. – 420 с.

[3]. Планета Калькулятор. Аппроксимация функции одной переменной: [сайт]. – URL: <https://planetcalc.ru/5992/>

*П.А. Моликов, студ.; рук. Е.С. Андреевков, к.т.н., доц.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В СИСТЕМАХ ВРЕМЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНЫХ ПЛОЩАДОК

Временные системы электроснабжения стройплощадок, включающие трансформаторы и протяженные кабельные линии, характеризуются работой кранов и сварочного оборудования в повторно-кратковременных режимах [1]. Ограниченная пропускная способность и высокое сопротивление питающих линий обуславливают значительные отклонения качества электроэнергии. Наибольшую опасность представляют провалы напряжения, приводящие к сбоям микропроцессорной техники и браку сварки [2]. Требования ГОСТ 32144-2013 регламентируют качество электроэнергии, однако параметры провалов в условиях стройплощадок изучены недостаточно. Цель работы — разработка математической модели для оценки параметров провалов напряжения и их соответствия нормативам.

При построении математической модели приняты следующие допущения: система считается симметричной, параметры кабельных линий считаются сосредоточенными, что допустимо при длинах, не превышающих 300 метров, насыщение магнитных систем трансформаторов и двигателей не учитывается [3]. Центральным элементом модели является асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором привода башенного крана. Для описания электромагнитных и электромеханических процессов использована система дифференциальных уравнений Парка-Горева в координатах $d-q$, позволяющая свести переменные коэффициенты к постоянным путем замены фазных переменных проекциями на ортогональные оси, вращающиеся синхронно с ротором или полем. Система включает уравнения напряжений для статорной и роторной цепей, уравнения потокосцеплений, связывающие токи и магнитные потоки, уравнение электромагнитного момента и уравнение движения, определяющее баланс моментов на валу двигателя. Решение данной системы позволяет с высокой точностью описать изменение тока статора, электромагнитного момента и скорости вращения при пуске двигателя под нагрузкой [3].

Сварочная нагрузка представляет собой существенно нелинейный элемент. Вольт-амперная характеристика дуги имеет падающий участок и описывается эмпирическим выражением, связывающим напряжение дуги со сварочным током через коэффициенты, зависящие от типа электрода и длины дуги [4]. Физически это означает, что в момент зажигания дуги сопротивление дугового промежутка скачкообразно падает, вызывая бросок тока. Для адекватного воспро-

изведения ударного характера сварочной нагрузки в модели используется переменное активное сопротивление, изменяющееся скачкообразно при достижении напряжением на электродах порогового значения пробоя, что соответствует реальному процессу зажигания и гашения дуги [4].

Питающая сеть представлена трансформатором, параметры которого определяются по паспортным данным, включая потери холостого хода и короткого замыкания, а также напряжение короткого замыкания. Кабельные линии моделируются активными и индуктивными сопротивлениями, рассчитываемыми на основе удельных параметров проводников, их длины и сечения, что позволяет учесть падение напряжения при протекании больших

В качестве объекта моделирования принята строительная площадка многоэтажного жилого дома с трансформаторной подстанцией мощностью 400 кВА. От подстанции до главного распределительного щита проложен кабель сечением 120 мм² длиной 120 м, до башенного крана – кабель сечением 50 мм² длиной 80 м, до сварочных постов – кабели сечением 25 мм² длиной 40 м. В составе нагрузки рассматривался двигатель механизма подъема крана мощностью 45 кВт с кратностью пускового тока 6,5 и сварочные трансформаторы с номинальным сварочным током до 400 А.

При исследовании прямого пуска асинхронного двигателя крана установлено, что в момент включения возникает бросок тока, достигающий 6,5-кратного значения от номинального. Протекая по активным и индуктивным сопротивлениям питающих линий, этот ток создает дополнительное падение напряжения, величина которого определяется выражением:

$$\Delta U = \sqrt{3} I_n k_i (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

где I_n – номинальный ток двигателя, k_i – кратность пускового тока, R и X – суммарные активное и индуктивное сопротивления питающей линии, $\cos \varphi$ – коэффициент мощности двигателя в пусковом режиме [3]. Напряжение на шинах главного распределительного щита снижается по закону, близкому к экспоненциальному, с постоянной времени, определяемой электромагнитной и электромеханической постоянными привода. Длительность провала напряжения определяется временем разгона двигателя до установившейся скорости, которое находится из решения уравнения движения:

$$t_p = J \int_0^{\omega_0} \frac{d\omega}{T_e(\omega) - T_L(\omega)}$$

Расчетное значение глубины провала составило 23% от номинального уровня, а длительность превысила 3 секунды.

При моделировании работы сварочных постов выявлено, что характер провалов напряжения имеет импульсный вид. Спектральный анализ кривой напряжения показывает наличие низкочастотных колебаний с частотами от 0,1 до 3 Гц, что соответствует периодичности технологических операций сварщика: смене электродов, зачистке шва, позиционированию [4]. Глубина провалов при включении одного сварочного аппарата достигает 10-12%, однако при одновременном зажигании дуги в двух аппаратах, что часто встречается при ар-

мировании крупных конструкций, глубина провала возрастает до 18-20%. В моменты зажигания дуги нелинейный характер нагрузки приводит к генерации высших гармонических составляющих, дополнительно искажающих форму кривой напряжения [2].

Наиболее тяжелым для системы электроснабжения является сценарий, при котором пуск башенного крана происходит на фоне интенсивных сварочных работ. Аппроксимация результатов моделирования методом наименьших квадратов позволила получить эмпирическую зависимость глубины провала от основных параметров системы:

$$\Delta U = 0,42 \frac{P_{дв}}{S_{тр}} + 0,18n_{св} + 0,15 \frac{l}{S} + \varepsilon$$

где $P_{дв}$ – мощность двигателя крана, кВт; $S_{тр}$ – мощность трансформатора, кВА; $n_{св}$ – число одновременно работающих сварочных аппаратов; l/S – отношение длины питающей линии к сечению кабеля, м/мм²; ε – случайная составляющая, учитывающая неучтенные факторы [5]. При пуске крана на фоне работы двух сварочных аппаратов глубина провала достигает 29,5%, что соответствует снижению напряжения до 268 В. При таком напряжении происходит отпадение якорей магнитных пускателей, поскольку удерживающее усилие пропорционально квадрату напряжения $F \sim U^2$ [1], что приводит к остановке крана с грузом на высоте и создает аварийную ситуацию. Кроме того, глубокий провал напряжения на сварочных постах вызывает неустойчивое горение дуги, ее частые обрывы и образование дефектов в сварных швах [4].

Полученные результаты хорошо согласуются с теоретическими положениями теории электропривода и качественно подтверждаются наблюдаемыми на реальных строительных объектах явлениями [3]. Сравнение полученных параметров провалов напряжения с требованиями действующего ГОСТ 32144-2013 (с учетом Изменения № 1, введенного в действие с 1 ноября 2024 г.) показывает, что они превышают допустимые уровни для устойчивой работы большинства типов чувствительного электрооборудования [2]. Предельно допустимая глубина провала для микропроцессорных устройств управления кранами и промышленных контроллеров составляет от 30% до 40%, но при длительности не более 0,5 с. В рассмотренных режимах глубина достигает 30%, а длительность превышает 3 секунды, что не соответствует требованиям обеспечения надежной работы оборудования.

Анализ регрессионной зависимости показывает, что наибольшее влияние на глубину провала оказывает отношение мощности двигателя к мощности питающего трансформатора, что объясняется ограниченной пропускной способностью трансформатора и увеличением падения напряжения на его внутреннем сопротивлении с ростом нагрузки [1]. Вторым по значимости фактором является число одновременно работающих сварочных аппаратов, создающих дополнительные броски тока. Третий фактор – отношение длины питающей линии к сечению кабеля, характеризующее сопротивление линии и потери напряжения в ней [3].

Для минимизации провалов напряжения и обеспечения соответствия требованиям ГОСТ 32144-2013 предложены следующие технические решения. Секционирование шин главного распределительного щита позволяет разделить крановую и сварочную нагрузки по разным секциям, исключая их взаимное влияние [2]. Применение устройств плавного пуска для крановых двигателей ограничивает пусковой ток до 2,5-кратного значения, что пропорционально снижает глубину провала [1]. Установка динамических компенсаторов на базе IGBT-транзисторов позволяет скомпенсировать провал за время менее 5 мс путем инъекции реактивной мощности в сеть [5]. Оптимизация сечений кабельных линий с учетом не только потерь мощности, но и влияния на качество электроэнергии приводит к выбору сечений на ступень или две выше рассчитанных по условиям нагрева [3].

В ходе проведенного исследования разработана нелинейная нестационарная математическая модель электротехнического комплекса строительной площадки, учитывающая электромагнитные и электромеханические переходные процессы в асинхронных двигателях башенных кранов и нелинейных нагрузках сварочных аппаратов [3]. Установлено, что прямой пуск двигателя крана вызывает провал напряжения глубиной 23% длительностью 3,1 с, что обусловлено высокими пусковыми токами и значительными сопротивлениями питающих линий временного электроснабжения. Выявлено, что работа сварочных аппаратов генерирует серию импульсных провалов глубиной до 18-20% с частотами 0,1-3 Гц, создающих фликер-эффект и ухудшающих качество сварки [4]. Доказано, что одновременное действие рассмотренных факторов приводит к провалам глубиной до 29,5%, вызывающим остановку крана и брак сварки, что не соответствует требованиям действующего ГОСТ 32144-2013 (с Изменением №1) к обеспечению устойчивой работы оборудования [2]. Полученные аналитические зависимости позволяют на стадии проектирования временного электроснабжения оценить ожидаемую глубину провалов напряжения и выбрать адекватные меры по их ограничению. Предложенные технические решения обеспечивают нормативные показатели качества электрической энергии и повышают надежность электроснабжения строительной площадки.

Литература

- [1]. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Интермет Инжиниринг, 2018. – 672 с.
- [2]. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2019. – 340 с.
- [3]. Копылов И.П. Математическое моделирование электрических машин: учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 2017. – 327 с.
- [4]. Патон Б.Е., Лебедев В.К. Электрооборудование для дуговой сварки. – Киев: Наукова думка, 2015. – 412 с.
- [5]. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г. Повышение качества энергии в электрических сетях. – Киев: Наукова думка, 2016. – 268 с.

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ СИНТЕЗА И АНАЛИЗА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ВЫ- СОТНЫХ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ

Проектирование систем электроснабжения (СЭС) современных высотных жилых комплексов, представляющих собой сложные инженерные системы с высокой плотностью разнородных нагрузок (жилые, коммерческие, инженерно-технические), сопряжено с решением многокритериальных задач. Классическая методология, регламентированная сводами правил [1, 2], базируется на детерминированных подходах: использовании расчетных коэффициентов спроса, заданных категорий надежности и нормативных условий. Хотя этот подход обеспечивает базовый уровень безопасности, он обладает существенными ограничениями: не учитывает стохастическую природу потребления, часто ведет к избыточному резервированию и не позволяет найти глобально оптимальное решение по совокупности экономических и технических критериев. В ходе исследования выполнена формализация и структурирование применения современных математических методов для преодоления указанных ограничений и синтеза интеллектуальных СЭС.

СЭС высотного здания формально может быть описана как ориентированный граф $G(V, E, W)$ где $V = \{v_i\}$ – множество вершин (источники питания, узлы коммутации и распределения, нагрузки), $E = \{e_j\}$ – множество ребер (кабельные линии), а $W = \{w_k\}$ – множество весовых функций, характеризующих параметры элементов (сечение, длина, стоимость, пропускная способность, интенсивность отказов). Задача синтеза заключается в определении такой конфигурации графа G^* и параметров W^* которые минимизируют целевой функционал F при соблюдении системы ограничений Φ , включающей:

- технические условия (падение напряжения ΔU , термическая стойкость $I_{\text{доп}}$, селективность защиты);
- требования надежности (вероятность безотказной работы $P(t)$ для потребителей I-й и II-й категорий);
- условия размещения и монтажа.

Нормативный метод расчета нагрузки $P_{\text{расч}} = K_c \cdot \sum P_{\text{уст}}$ не отражает ее вероятностную природу. Более адекватной является модель, в которой нагрузка i -го потребителя в момент t представляется как случайный процесс $\xi_i(t)$. Для группы однородных потребителей (квартиры) совокупная нагрузка $E_N(t) = \sum_{i=1}^N \xi_i(t)$. При достаточно большом N , в соответствии с центральной предельной теоремой, распределение $E_N(t)$ приближается к нормальному с математическим ожиданием $[E_N] = N \cdot m_\xi$ и дисперсией $D[E_N] = N \cdot D_\xi + 2 \sum_{i < j} cov(\xi_i, \xi_j)$, где m_ξ, D_ξ матожидание и дисперсия, индивидуальной нагрузки, а ковариационный член учитывает синхронизацию режимов (утренние/вечерние пики). Расчетная нагрузка для выбора элементов сети

должна определяться как квантиль этого распределения $P_{\text{расч}}(p) = F_{EN}^{-1}(p)$, где p – заданная вероятность неперевышения (например, 0.95). Это позволяет снизить избыточность проектных решений по сравнению с детерминированным подходом [3].

Задача выбора структуры сети (местоположения ВРУ, трассировки магистралей) и сечений проводников является трудной задачей комбинаторной оптимизации [4].

Надежность СЭС как сети может быть оценена с помощью методов факторизации графа или построения деревьев путей и сечений. Для каждой группы потребителей определяется множество минимальных путей от источника. Вероятность работоспособности системы рассчитывается с учетом вероятностей отказа ребер q_j , что позволяет количественно сравнивать различные топологические конфигурации (радиальная, магистральная схемы) с точки зрения достижения требуемых показателей надежности для разных категорий потребителей.

Целевой функционал может быть записан как:

$$F = \sum_{e_j \in E} (C_{\text{каб.}j}(S_j) \cdot L_j) + \sum_{v_i \in V} C_{\text{апп.}i} + \gamma \cdot \int_0^T P_{\text{потерь}}(t) dt \rightarrow \min_{G,S}$$

где S_j – сечение кабеля на ребре e_j , $C_{\text{каб.}j}$, $C_{\text{апп.}i}$ – капитальные затраты, γ – тариф, $P_{\text{потерь}}$ – потери мощности, функционально зависящие от нагрузок $\Xi(t)$ и сопротивлений линий. Ограничения включают условия по ΔU , $I_{\text{доп}}$, а также логические условия связности графа для критичных нагрузок. Для решения подобных задач эффективны методы ветвей и границ, генетические алгоритмы или их гибридизация [4].

Теоретические положения, изложенные выше, находят свое практическое воплощение в конкретных расчетных процедурах. Для демонстрации их применения рассмотрим упрощенные модельные примеры, коррелирующие с задачами проектирования СЭС высотного здания.

Вместо детерминированного расчета нагрузки по коэффициенту спроса

$P_{\text{расч}} = K_c \cdot \sum P_{\text{ном}}$ применяется вероятностный подход [3]. Пусть нагрузка одной квартиры ξ описывается усеченным нормальным распределением N ($m=1.5$ кВт, $\sigma=0.7$ кВт). Для 20 квартир на этаже суммарная нагрузка Ξ имеет распределение, близкое к N ($M=30$ кВт, $D=9.8$ кВт²). Расчетная нагрузка с гарантированной вероятностью неперевышения $p=0.95$ находится как квантиль:

$$P_{\text{расч}} = M + z_{0.95} \cdot \sqrt{D} \approx 30 + 1.65 \cdot 3.13 \approx 35.2 \text{ кВт.}$$

Сравнение с детерминированным значением (например, $P = 0.7 \cdot (20 \cdot 3.5 \text{ кВт}) = 49 \text{ кВт}$) показывает потенциальное занижение расчетной мощности на ~28% при обоснованном учете статистического разнообразия, что ведет к оптимизации сечений кабелей.

Задача выбора экономически оптимального сечения S кабеля длиной L , передающего расчетный ток $I_{\text{расч}}$, формулируется как минимизация совокупных затрат за срок службы T :

$$F(S) = C_0(S) \cdot L + 3 \cdot I_{\text{расч}}^2 \cdot R(S) \cdot T \cdot \tau \cdot c_e \rightarrow \min_{S \in S},$$

где $C_0(S)$ - удельная стоимость кабеля (монотонно возрастает), $R(S) = \rho \cdot L / S$ - его сопротивление, τ - время максимальных потерь, c_e - тариф на электроэнергию. Решение методом перебора по стандартному ряду сечений S позволяет найти точку $S_{\text{опт}}$, в которой прирост капитальных затрат компенсируется снижением стоимости потерь. Для магистрали с $I_{\text{расч}} = 250 \text{ А}$, $L = 50 \text{ м}$, $T = 20 \text{ лет}$ оптимум может сместиться с нормативно допустимого сечения 120 мм^2 на 150 мм^2 , демонстрируя экономическую целесообразность инвестиций в снижение потерь.

Надежность питания потребителя I категории через АВР с двумя независимыми вводами может быть оценена методом логических схем. Пусть интенсивности отказов основного и резервного вводов $\lambda_1 = \lambda_2 = 0.1 \text{ год}^{-1}$, а интенсивность восстановления $\mu = 10 \text{ год}$. Вероятность безотказной работы системы «два из двух» (отказ при отказе обоих вводов) за время $t = 1 \text{ год}$ рассчитывается по формуле для параллельного соединения:

В ходе математического анализа доказано, что схема соответствует I категории. [5].

Минимальное сечение графа, отделяющее источник (ВРУ) от группы потребителей, определяет уязвимость системы. Для радиальной схемы мощность минимального сечения равна 1 (один фидер), что делает группу зависимой от единственного элемента. Для кольцевой схемы с двумя независимыми кабелями мощность минимального сечения равна 2, что повышает отказоустойчивость. Расчет показателя связности (числа непересекающихся путей) для критичных узлов позволяет формально обосновать выбор более сложной, но надежной топологии сети.

Проведенное исследование свидетельствует о необходимости и высокой эффективности интеграции современного математического аппарата в процесс проектирования систем электроснабжения высотных жилых комплексов. Классический нормативный подход, выполняя роль необходимого базиса безопасности, исчерпал свой оптимизационный потенциал в условиях требований к экономической эффективности, энергосбережению и интеллектуализации зданий. Предложенная и апробированная на расчетных примерах методология открывает путь к принципиально новому уровню обоснованности и качества проектных решений.

Синтез примененных математических методов в рамках единой модели, формализованной как взвешенный граф $G(V, E, W)$, и их применение к конкретным расчетным примерам доказывают, что они не являются взаимоисключающими, а образуют мощный аналитический комплекс. Этот комплекс позволяет решать многокритериальную задачу синтеза оптимальной СЭС, одновре-

менно минимизируя целевую функцию F (затраты) и гарантируя выполнение системы ограничений Φ (надежность, качество электроэнергии).

Таким образом, переход от детерминированного нормативного проектирования к проектированию, основанному на комплексном математическом моделировании и оптимизации, является не просто академическим усовершенствованием, а насущной практической необходимостью. Это единственный путь к созданию безопасных, экономически эффективных, энергорациональных и интеллектуально управляемых систем электроснабжения, соответствующих вызовам XXI века и формирующих основу инфраструктуры «умного» и устойчивого города. Внедрение данной методологии требует тесной междисциплинарной кооперации и развития специализированного программного обеспечения, что определяет актуальные направления для дальнейших научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

Литература

1. СП 256.1325800.2016. Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа. – М.: Минстрой России, 2016.
2. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014.
3. Ковалев, Г. Ф. Вероятностные методы в расчетах систем электроснабжения / Г. Ф. Ковалев, Ю. В. Мусатов // Электричество. – 2020. – № 5. – С. 38–45.
4. Овчаренко, Н. И. Оптимизация параметров и режимов систем электроснабжения на основе методов математического программирования / Н. И. Овчаренко, В. М. Сирота // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2021. – Т. 23, № 3-4. – С. 15–24.
5. Применение генетического алгоритма для оптимизации топологии распределительной сети 10 кВ : материалы междунар. науч.-техн. конф. / А. В. Иванов [и др.]. – СПб. : Изд-во Политехн. ун-та, 2022. – С. 112–118.

*В.П. Охотникова, студ., Л.И. Долецкая, доц.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ БАТАРЕЙ СТАТИЧЕСКИХ КОНДЕНСАТОРОВ

В структуре электрооборудования современных промышленных предприятий значительную долю занимают устройства с индуктивной нагрузкой. Для их нормальной работы необходимо создание магнитных полей, что неизбежно порождает реактивную мощность, которая не совершает полезной работы, но загружает питающие сети, вызывая дополнительные потери напряжения электроэнергии и снижая коэффициент мощности потребителей.

Традиционным и наиболее распространенным средством компенсации реактивной мощности в сетях низкого напряжения являются батареи статических конденсаторов (БСК), также известные как установки компенсации реактивной мощности. Они предназначены для генерации реактивной мощности непосредственно в узлах нагрузки. Основная идея заключается в том, чтобы производить реактивную энергию рядом с потребителем, а не получать её от удаленных электростанций, разгружая тем самым питающие линии и трансформаторы [1].

В низковольтных сетях БСК решают следующие ключевые задачи:

- повышение коэффициента мощности ($\cos \varphi$) до нормативных значений;
- снижение потерь электроэнергии за счет уменьшения протекающей реактивной составляющей тока;
- стабилизация напряжения в узле нагрузки, особенно при работе оборудования с резкопеременной нагрузкой;
- увеличение пропускной способности сетей без замены силового оборудования.

При выборе систем компенсации реактивной мощности традиционный подход часто сводится к простому техническому расчету: определить недостающую реактивную мощность, чтобы довести коэффициент мощности $\cos \varphi$ до нормативного уровня, при котором соответствующее значение $\operatorname{tg} \varphi$ не превышает 0,35 для сетей 0,4кВ [2]. Однако такой подход далеко не всегда является экономически оправданным. Ключевой принцип современного проектирования звучит так: выбор оптимальной мощности БСК на основе технико-экономического анализа с учетом особенностей, характерных для БСК. Задачи технико-экономического анализа можно разделить на три основные части:

- выбор критериев оптимальности;
- составление математической модели;
- метод реализации математической модели.

Критерием оптимальности выбирается минимум совокупных затрат.

Математическая (экономическая) модель – это формула совокупных затрат БСК, базирующаяся на существовании двух групп затрат, имеющих разнонаправленную динамику:

1. Основные затраты, связанные с генерацией реактивной мощности (затраты на БСК):

- капиталовложения на приобретение конденсаторной установки (с учетом затраты на монтаж и пусконаладку);
- эксплуатационные расходы (на обслуживание, ремонт);

Стоимость потерь активной мощности в самих конденсаторах невелика и может не учитываться.

С ростом установленной мощности БСК эти затраты увеличиваются.

2. Затраты, связанные с потреблением реактивной мощности из сети:

- плата за реактивную энергию (если приборы учета фиксируют превышение договорных значений или действует система скидок/надбавок за $\cos \varphi$);
- потери активной мощности в линиях и трансформаторах, вызванные протеканием реактивных токов (потери пропорциональны квадрату полного тока, а значит, зависят от реактивной составляющей);
- потери напряжения, которые могут приводить к ухудшению работы оборудования и дополнительным затратам на его стабилизацию;
- необходимость завышения мощности сетевого оборудования (трансформаторов, кабелей), так как они выбираются по полной мощности, а не по активной.

С ростом потребляемой реактивной мощности (с уменьшением мощности БСК) эти затраты возрастают.

Для выбора оптимальной (экономически целесообразной) мощности БСК предлагается использовать формулу основных суммарных затрат, связанных с генерацией реактивной мощности [3]:

$$Z_{Q_{\text{БСК}}} = K_{\text{БСК}} + I_{\text{БСК}} = K_{\text{БСК}} + P_{\text{тp o}} \cdot K_{\text{БСК}} + \frac{(Q_p - Q_{\text{БСК}})^2}{U_n^2} \cdot R \cdot \tau \cdot C_{\text{зз}}, (1)$$

где:

$K_{\text{БСК}}$ – стоимость единицы мощности БСК (с установкой), тыс. руб.

$I_{\text{БСК}}$ – эксплуатационные издержки, тыс. руб.

$P_{\text{тp o}}$ – потери на технический ремонт и обслуживание, %.

Q_p – расчетная реактивная нагрузка по элементу сети сопротивлением R , квар.

$Q_{\text{БСК}}$ – устанавливаемая мощность БСК, квар.

U_n – номинальное напряжение, кВ.

R – сопротивление элемента сети, Ом.

τ – условное время потерь, ч/год.

$C_{\text{зз}}$ – стоимость потерь электроэнергии, руб/кВтч.

Для формулы (1) вводим следующие постоянные:

$$A = (1 + P_{\text{тp o}}), (2)$$

$$D = \frac{R \cdot \tau \cdot C_{\text{зз}}}{U_n^2}, (3)$$

На основе данных по стоимости БСК 0,4 кВ, выпускаемых заводом Модуль-С, была получена функция зависимости капиталовложений от мощности, которая может быть представлена в виде линейной функции:

$$K_{\text{БСК}} = a + b \cdot Q_{\text{БСК}}, (4)$$

где:

a – постоянная составляющая капиталовложений, тыс. руб.

b – переменная составляющая капиталовложений, тыс. руб/квар.

С учетом введенных постоянных формула (1) приобретает вид:

$$Z_{Q_{\text{БСК}}} = (1 + P_{\text{тp o}}) \cdot (a + b \cdot Q_{\text{БСК}}) + D \cdot (Q_p^2 - 2 \cdot Q_p \cdot Q_{\text{БСК}} + Q_{\text{БСК}}^2), (5)$$

Для выбора экономически целесообразной мощности БСК первая производная приравнивается к нулю:

$$\frac{dZ}{dQ_{\text{БСК}}} = A \cdot b - 2 \cdot D \cdot Q_p + 2 \cdot D \cdot Q_{\text{БСК}} = 0$$

Тогда экономически целесообразная мощность БСК определяется по выражению:

$$Q_{\text{БСКЭ}} = \frac{2 \cdot D \cdot Q_p - A \cdot b}{2 \cdot D} \quad (6)$$

Для примера проводится выбор оптимальной мощности БСК при их установке на сборных шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ с номинальной мощностью трансформатора 1000 кВА и расчетной нагрузкой потребителей: активной $P_p = 300$ кВт и $Q_p = 500$ квар.

При расчете по формулам приняты значения:

$R=0,00122$ кОм; $\tau=3500$ ч/год; $b=315,4$; $U_H=0,4$ кВ; $C_{\text{ээ}}=4,84$ руб/квар;
 $P_{\text{тpо}}=5\%$

С помощью формул (2) и (3) находим значения следующих постоянных:

$$A = 1,005; D = 129,2$$

Подставим полученные данные в формулу (5), получаем:

$$Q_{\text{БСКЭ}} = 499 \text{ квар}$$

Итоги расчетов показали, что экономически целесообразным является выбор БСК номинальной мощностью 500 квар, что позволит полностью скомпенсировать реактивную мощность потребителей.

По методике, изложенной в данной статье, можно выбирать оптимальную мощность батареи, установленной в любой точке электрической сети.

Литература

1. Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчётов / Ю.С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009.
2. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии (утв. приказом Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380).
3. Шведов Г.В. и др. Потери электроэнергии при ее транспорте по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение: учебное пособие для вузов/под ред. Ю.Р. Железко. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.

*И.В. Прохоренков, маг.; рук. В.П. Кавченков, д.т.н. проф.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

АНАЛИЗ МЕТОДОВ И НАПРАВЛЕНИЙ ПРИМЕНЕНИЯ БПЛА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И ДИАГНОСТИКИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Надёжность функционирования воздушных линий электропередачи является фундаментальным условием устойчивой работы всей энергосистемы. Протяжённость воздушных линий, их расположение в труднодоступных местах и воздействие климатических факторов существенно усложняют задачу своевременного выявления дефектов. Традиционные методы диагностики, такие как пешие или вертолётные обходы, зачастую трудоёмки, дороги и не всегда оперативны. В связи с этим, в последнее десятилетие активно развивается направление применения беспилотных летательных аппаратов. Целью данной статьи является анализ существующих методов использования БПЛА для диагностики воздушных линий, систематизация их преимуществ и недостатков, а также определение

перспективных направлений развития этой технологии для повышения эксплуатационной надёжности [2].

Для обслуживания линий электропередачи применяются различные типы беспилотников, выбор которых зависит от конкретной задачи. Можно выделить два основных класса: мультироторные аппараты и аппараты самолётного типа.

Мультироторные дроны обладают ключевым преимуществом – возможностью вертикального взлёта, посадки и зависания в заданной точке. Это делает их незаменимыми для точечной диагностики: осмотра изоляторов, грозотросов, арматуры на опорах [3].

Мультироторные аппараты способны нести на борту различные полезные нагрузки: высокоточные камеры, тепловизоры и лазерные сканеры (LiDAR).

Аппараты самолётного типа, напротив, ориентированы на облёт больших расстояний (линейный мониторинг). Они обладают высокой скоростью и продолжительностью полёта, что позволяет им за одну миссию обследовать десятки километров трассы. Их основная задача – обнаружение общих нарушений охранной зоны (заросли деревьев, стройки) или крупных повреждений (обрывы проводов, упавшие опоры).

Эффективность применения БПЛА достигается не только самим полётом, сколько использованием специализированных методов контроля (таблица 1.).

Таблица 1. Типы сенсоров для диагностики воздушных линий

Тип контроля	Выявляемые дефекты	Преимущества	Недостатки
Оптический - метод мониторинга на дистанции без контакта с линиями	Повреждения опор, проводов, арматуры; коррозия; инородные предметы;	Детализация и наглядность; распознавание дефектов и изъянов;	Конструктивные недостатки оптики; влияние атмосферы и погоды;
Тепловизионный (инфракрасный) – регистрация излучения нагрева элементов линии	Перегрев контактов и соединений; дефекты изоляторов; перегрузка компонентов;	Выявление дефектов электрической природы; количественная оценка температуры;	Влияние фоновых излучений; трудности при диагностике в городской застройке;
Ультрафиолетовый – выявление излучения короны при ионизации	Коронные разряды; поверхностные разряды по изоляции;	Обнаружение скрытых дефектов, невидимых в других диапазонах;	Работа при наличии коронных разрядов; зависимость от времени суток;
LiDAR – метод высокоточного зондирования воздушных линий через лазер	Стрела провеса; 3D - моделирование местности и опор; сужение воздушного габарита	Высокая точность измерений; создание цифровых моделей для анализа;	Чувствительность к условиям освещения; ограниченная точность на больших высотах;

Однако ключевыми направлениями, повышающими надёжность диагностики, являются тепловизионный и лазерный методы.

Тепловизионный контроль, проводимый с БПЛА, позволяет дистанционно выявлять дефекты контактных соединений и изоляторов.

Перегрев деталей арматуры или провода свидетельствует о повышенном переходном сопротивлении, которое может привести к аварии. Возможность за-

висания напротив подозрительного узла позволяет тепловизору стабилизировать картинку и провести точную термограмму.

Лазерное сканирование (LiDAR) выводит диагностику на принципиально иной уровень.

Сканер создаёт трёхмерную модель трассы – «цифровой двойник». Анализ этого облака точек позволяет с математической точностью определить:

1. Фактическую стрелу провеса проводов;
2. Расстояния до крон деревьев и других объектов в охранной зоне;
3. Вертикальные и горизонтальные габариты до пересекаемых объектов;
4. Отклонение опор от вертикальной оси.

Интеграция данных с тепловизора и LiDAR в единую геоинформационную систему (ГИС) позволяет энергетикам не просто увидеть проблему, но и точно спланировать ремонтные работы с учётом геопривязки.

Внедрение беспилотных технологий влечёт за собой системное изменение в подходах к обеспечению надёжности (таблица 2.).

Таблица 2. Использование БПЛА для диагностики воздушных линий

Достоинства	Недостатки
Инспектору не нужно подниматься на опору или заходить в зону риска в лесных массивах	Сильный ветер, дождь, туман и низкая облачность делают полёты невозможными или небезопасными, что нарушает график диагностики на местности
Обследование десятков километров трассы выполняется за часы, а не за недели; оперативное реагирование в случае отключения БПЛА	Электрические мультироторные дроны имеют полётное время 20-40 минут, что требует либо большого количества сменных батарей, либо использования гибридных схем или «дрон-боксов» (дозаправка/подзарядка на линии)
Исключается "человеческий фактор"; все данные документируются и могут быть перепроверены в любой момент; отсутствие воздействия электромагнитного поля на людей	Терабайты отснятого материала требуют квалифицированной обработки. Без применения нейросетей для первичного анализа дефектов работа оператора превращается в утомительный просмотр видео
Стоимость лётного часа БПЛА значительно ниже, чем пилотируемого вертолёта, особенно при обследовании небольших участков или сложных ландшафтов	Необходимость согласования полётов (особенно вблизи аэропортов или над населёнными пунктами), ограничения на полёты вне визуальной видимости (BVLOS) сдерживают масштабирование технологии

Управление полётами для диагностики воздушных линий имеет специфику, связанную с электромагнитной обстановкой. Высоковольтные линии создают мощные электромагнитные поля, способные влиять на работу компаса и систем спутниковой навигации. В связи с этим, современные промышленные БПЛА оснащаются защищёнными навигационными системами и алгоритмами, позволяющими безопасно приближаться к проводам [1].

Автоматизация управления играет ключевую роль в повышении надёжности диагностики. Существует два основных подхода к планированию миссии:

Полёт по точкам: оператор заранее задаёт координаты опор и маршрут облёта. Это стандартный метод для линейных облётов.

Автоматическое следование вдоль линии: более продвинутый метод, при котором дрон, используя компьютерное зрение, самостоятельно определяет положение проводов и летит вдоль них, сохраняя безопасное расстояние. Этот метод наиболее эффективен в условиях отсутствия точных карт местности, но предъявляет повышенные требования к бортовым вычислителям [1].

Влияние на надёжность самой системы диагностики здесь прямое: чем выше автономность и точность следования по трассе, тем более качественные и пригодные для анализа данные будут получены. Сбой в управлении может привести к столкновению с линией и более серьёзной аварии, чем та, которую пытались предотвратить.

Несмотря на очевидный прогресс, существует ряд проблем, ограничивающих потенциал БПЛА. Одной из главных остаётся проблема энергоснабжения. Для мониторинга магистральных линий, протянувшихся на сотни километров по тайге или тундре, необходимы либо дроны с водородными топливными элементами (увеличивающими автономность до 2-3 часов), либо развитие инфраструктуры дронопортов [3].

Второй важный аспект – это легитимизация полётов вне визуальной видимости (BVLOS). Только BVLOS-режим позволяет раскрыть экономический потенциал дронов на дальних трассах, когда оператор управляет аппаратом из диспетчерского центра за сотни километров [2].

Третье направление – внедрение искусственного интеллекта для автономного распознавания дефектов прямо на борту. Это позволит передавать не видеопоток, а только телеметрию и координаты обнаруженных аномалий, экономя каналы связи.

Проведённый анализ показывает, что применение БПЛА для диагностики воздушных линий электропередачи перешло из стадии эксперимента в разряд производственной необходимости. Комбинирование мультироторных и самолётных схем, оснащение их тепловизорами и лазерными сканерами позволяет комплексно решать задачи мониторинга, от визуального осмотра до создания цифровых двойников ВЛ. Несмотря на существующие ограничения (погодные условия, нормативная база, время полёта), развитие технологий автономности, энергоэффективности и интеллектуальной обработки данных будет только усиливать роль дронов в обеспечении надёжности электросетевого комплекса.

Литература

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. //Контур норматив [Сайт], 6 декабря 2022 г. – URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=502051> (дата обращения 12.03.2026).

2. Методические указания по применению БПЛА для обследования ВЛ. ПАО "Россети", 2021 – URL: <https://www.rosseti.ru/upload/iblock/a8d/xqi38uwzd0gk8smsrbv2jccb19go5dov.pdf> (дата обращения 12.03.2026).

3. Иванов В.А., Петров С.И. Дистанционная диагностика линий электропередачи с использованием беспилотных технологий. // Энергетик [Сайт] – 2023. – №5 – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=80626709> (дата обращения 12.03.2026).

ПРЕДПОСЫЛКИ АВТОМАТИЗАЦИИ АНАЛИЗА АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ НА ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЯХ

Развитие энергосистемы характеризуется усложнением конфигурации сети, ростом доли распределенной генерации и внедрением цифровых технологий на всех уровнях управления. Аварии, сопровождающиеся длительными отключениями элементов, особенно не связанные с возмущениями в сети, несут за собой большие экономические потери и социальные недовольства. При этом необходим их оперативный и точный анализ. Традиционный подход к анализу аварий, основанный на ручной обработке осциллограмм, журналов событий и сообщений устройств различных производителей, становится всё менее эффективным из-за большого объёма регистрируемой информации и высокой трудоёмкости её восприятия.

Высокоавтоматизированные подстанции (ВАПС) стандарта МЭК 61850 открывают новые возможности для автоматизации анализа аварийных процессов. В архитектуре, при которой существует цифровой охват всех интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ), каждый элемент генерирует непрерывные потоки данных, благодаря чему повышается наблюдаемость вторичных систем. Объем этих данных слишком велик для ручного анализа аварийных событий, однако именно эти данные содержат ключевую информацию для восстановления полной картины аварии, определения причин и дальнейшей ликвидации. Таким образом возникает потребность в создании и внедрении алгоритмов автоматизированного анализа, способных обрабатывать информацию со всех ИЭУ, классифицировать и систематизировать.

Для создания эффективных алгоритмов автоматизированного анализа аварийных событий необходимо точно понимать объем диагностической информации ВАПС, генерируемой всеми ИЭУ. Под диагностической информацией в контексте анализа аварийных происшествий понимаются данные, позволяющие восстановить ход событий и значения аварийного процесса, оценить правильность работы устройств РЗА и ПА, определить причины отказа оборудования, обеспечить полную наблюдаемость за системой РЗА и управления.

Для аналитического подсчета и классификации рассмотрим ПД ПС 330кВ Арктика, на которой внедрена 2 архитектура стандарта МЭК 61850. На основе проектных данных получены следующие количественные характеристики сигналов:

Аналоговые сигналы ИЭУ: 4180 сигналов;

Дискретные сигналы ТС/ТУ всех ИЭУ: 75 317 сигналов;

Сигналы управления: 3588 сигналов.

Такой объем данных, поступающих со всех ИЭУ в реальном времени, делает невозможным их ручную обработку. Для автоматизированного анализа необходимо сформировать структурированную базу данных аварийного про-

исшествия, что требует сбора информации, ее предварительной обработки и организации хранения с минимальной избыточностью. Здесь важна классификация всей совокупности сигналов по принципам их передачи, важности и т.д. Стратегия сбора и обработки данных делит все сигналы на две категории: сигналы, требующие регулярного и событийного опроса. К сигналам, требующим регулярного опроса, относятся действующие первичные значения, диагностические параметры оборудования и других устройств и т.д. Сигналы, требующие событийного опроса, большую часть времени находятся в неизменном состоянии и требуют регистрации лишь в моменты изменения их состояния. К таким сигналам относятся: дискретные сигналы состояния (положения) первичного оборудования, срабатывания защит, команды управления, формируемые при возникновении аварийных событий. Таким образом возможно четко разделить непрерывные потоки, которые обрабатываются в реальном времени и событийные данные.

Также в концепции автоматизированного анализа большую роль играет систематизация информации в рамках единой модели. Необходимо, чтобы все данные были связаны в единую информационную модель, содержащей информацию о топологии и характеристиках первичного и вторичного оборудования параметрах настройки и алгоритмах функционирования устройств РЗА, семантики сигналов и измерений. В частности, для этого в рамках МЭК 61850 используется язык описания конфигурации (SCL). Систематизированная таким образом информация позволит алгоритмам восстанавливать полную картину аварии.

Для хранения неоперативной информации, такой как осциллограммы и журналы событий, производители устройств РЗА и автономных регистраторов аварийных событий (РАС), как правило, используют собственные внутренние форматы. Это создаёт серьёзную проблему при попытке организовать совместный анализ данных, полученных с разнотипного оборудования на одной подстанции. Каждый производитель предоставляет специализированное программное обеспечение для работы со своими форматами, что делает процесс сбора и обработки разрозненным и трудоёмким. В большинстве случаев существует возможность экспорта данных из внутреннего формата в универсальный текстовый формат COMTRADE (МЭК 60255-24). При этом теряется важная «сервисная» информация, содержащаяся в исходном файле: сведения о самом устройстве, его конфигурации, действовавших уставках, условиях пуска регистратора, а в случае наличия функции определения места повреждения (ОМП) – также вид и расчётное расстояние до места короткого замыкания. Таким образом, даже после приведения данных к единому формату COMTRADE информационная модель аварийного события оказывается неполной. Для решения задачи совместного автоматизированного анализа осциллограмм, получаемых с устройств разных производителей, необходимы единые требования к формированию файлов на основе внутренних форматов. Это позволит сохранять всю критически важную служебную информацию и создавать действительно пол-

ную и непротиворечивую базу данных для последующей работы алгоритмов анализа.

Реализация данных этапов позволяет рационально спроектировать систему отбора и передачи данных, определить требования к хранилищам и выделить те данные, которые важны для послеаварийного анализа. При этом ключевым результатом становится понимание, что непрерывная и не структурированная запись всех данных нецелесообразна и технически сложно реализуема. Для повышения степени автоматизации и унификации алгоритмов необходимо:

- обеспечить высокоточную синхронизацию времени на всех устройствах;
- создать и рассчитать объемы централизованного хранилища данных;
- разработать стандартизированные модули анализа (классификация повреждений, оценка работы защит, ОМП);
- прийти к унификации форматов.

Для дальнейшего повышения степени автоматизации целесообразно:

- расширить библиотеку логических узлов для унифицированного описания диагностики первичного оборудования;
- встроить функции предварительной обработки данных (выделение гармоник, симметричных составляющих) непосредственно в МУ, что снизит нагрузку на сеть;
- разработать стандартный формат представления аварийных событий, пригодный для обучения алгоритмов машинного обучения;
- интегрировать модели данных подстанции (SCL) с общесистемными моделями CIM для сквозного анализа в масштабах энергосистемы;

Реализация этих мер создаст основу для нового поколения интеллектуальных систем анализа, способных не только диагностировать произошедшие аварии, но и прогнозировать потенциальные отказы.

Литература

1. СТО 56947007-25.040.30.309-2020. Корпоративный профиль МЭК61850 ПАО «ФСК ЕЭС»: стандарт организации. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2020.– 257 с.
2. Богданов А.В. Современные тенденции и подходы к созданию научно-исследовательских стендов разработки и диагностики средств контроля и противоаварийного управления / А.В. Богданов, С.О. Попов, В.Н. Рябов // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2017. № 10. С. 14-24.
3. С.О. Попов, А.А. Зайцев, Д.П. Пушкарь. Применение цифровых двойников для диагностики микропроцессорных устройств РЗА. -Спб.: Политех-пресс, 2022. – 3 с.
4. СТО 56947007-29.240.10.299-2020. Цифровая подстанция. Методические указания по проектированию ЦПС. Общие требования: стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС»: дата введения: 26.02.2020 г. /ОАО «ФСК ЕЭС». –125 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТОПОЛОГИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Анализ установившихся режимов является основной задачей исследования работы электроэнергетических систем. При увеличении размерности электрических сетей традиционные методы расчета установившихся режимов, основанные на узловых или контурных уравнениях, приводят к значительному усложнению математической модели и как следствие к росту вычислительной трудоемкости [1].

В данной статье, будем рассматривать топологический метод расчета установившегося режима, основанный на применении коэффициентов токораспределения и матричной форме уравнений напряжений. В основу метода заложено представление электрической сети в виде ориентированного графа, вершины которого соответствуют узлам сети, а ребра – ее ветвям. Это позволяет нам сформировать первую матрицу инциденции, при помощи которой можно определить коэффициенты токораспределения. Это позволяет формировать математическую модель на основе ее топологической структуры без необходимости решения больших систем нелинейных уравнений [2].

Анализ режимов будем производить при помощи обращенной формы уравнения напряжения в матричном виде для напряжения относительно базисного [3]:

$$U = U_0 + C^T \cdot Z_B \cdot C \cdot U_D^{-1} \cdot S, \quad (1)$$

где C – прямоугольная комплексная матрица коэффициентов токораспределения; Z_B – диагональная матрица сопротивлений ветвей; U_D – диагональная матрица узловых сопряженных напряжений; S – матрица-столбец, сопряженный мощностей узловых нагрузок; U_0 – напряжение базисного узла; T – знак транспонирования матрицы.

Элементы матрицы C разомкнутых схем не зависят от параметров сети и могут быть найдены непосредственно по схеме или в виде [4]:

$$C = M^{-1}, \quad (2)$$

где M – первая матрица инциденции.

Все вычисления будем производить при помощи интерактивной среды для численных вычислений MATLAB.

Рассмотрим возможность применения данного метода на примере сети 10 кВ промышленного предприятия на территории Смоленской области, состоящего из 9 ТП. Схема данного района представлена в виде графа на рисунке 1. Для этого графа проведем расчёт используя методику, представленную выше. Нулевое ТП, это шины питающей подстанции, которая принимается за базисный узел. Исходные данные представлены в таблице 1.

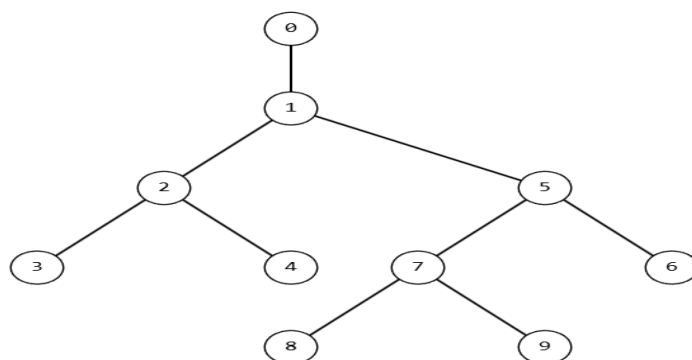


Рисунок 1. Граф исследуемой сети

Таблица 1. Исходные данные для моделирования

Ветвь	Марка провода	Сечение, мм ²	Длина, км	R, Ом	X, Ом	Z, Ом
0-1	ЗСИП-3	3x240	1,1	0,495	0,627	0,495+j0,627
1-2	ЗСИП-3	3x185	1,5	0,855	1,08	0,855+j1,08
2-3	ЗСИП-3	3x120	0,8	0,696	0,888	0,696+j0,888
2-4	ЗСИП-3	3x120	0,7	0,609	0,777	0,609+j0,777
1-6	ЗСИП-3	3x185	1,4	0,798	1,008	0,798+j1,008
5-6	ЗСИП-3	3x120	0,3	0,261	0,333	0,261+j0,333
5-7	ЗСИП-3	3x150	0	0,285	0,36	0,285+j0,36
7-8	ЗСИП-3	3x120	0,1	0,087	0,111	0,087+j0,111
7-9	ЗСИП-3	3x120	0,6	0,522	0,666	0,522+j0,666

Таблица 2. Мощности нагрузок в узлах

№ узла	1	2	3	4	5	6	7	8	9
S, кВА	0,723-j0,534	0,827-j0,631	0,989-j0,742	0,885-j0,652	0,611-j0,337	0,684-j0,457	0,793-j0,397	0,926-j0,731	0,95-j0,634

Первая матрица инциденции для данного графа имеет следующий вид:

$$M = \begin{pmatrix} -1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{pmatrix}$$

В данной работе будем рассматривать подстанцию, на которой установлены трансформаторы с ПБВ. ПБВ имеет 5 положений: 0; ± 2,5 %; ±5%.

Напряжение низкой стороны трансформатора 10,5 кВ, соответственно положение ПБВ будет иметь следующие значения: U=10 кВ (-5%), U=10,2 кВ (-2,5%), U=10,5 кВ (0%), U=10,8 кВ (+2,5%), U=11 кВ (+5%).

Произведем расчет напряжений в каждом узле при разных положениях ПБВ по формуле 1. Результаты расчета представлены в таблице 3.

Таблица 3. Результаты расчета напряжений в каждом узле при разном положении ПБВ

№ узла	U, кВ				
	-5%	-2,5%	0	+2,5%	5%
0	10	10,2	10,5	10,8	11
1	9.53	9,73	10.03	10.33	10.53
2	9.23	9,43	9.73	10.03	10.22
3	9.14	9,34	9.64	9.94	10.14
4	9.16	9,36	9.66	9.96	10.16
5	9.21	9,41	9.71	10.01	10.21
6	9.20	9,39	9.69	9.99	10.19
7	9.14	9,34	9.64	9.94	10.14
8	9.12	9,32	9.62	9.92	10.12
9	9.10	9,29	9.59	9.89	10.09

По результатам расчета получаем, что почти при всех положениях ПБВ, за исключением +5 % значения напряжений в узлах выходят из области допустимых значений. Нормальное отклонение $\pm 5\%$ при длительном промежутке времени и $\pm 10\%$ при краткосрочном отклонении [5]. Можно ввести значение напряжения в область допустимых параметров при установке положения ПБВ в +5%, но к шинам подстанции могут быть подключены другие потребители, для которых такое значение напряжения будет не подходить. Это тема не является предметом исследования в данной статье и требует отдельного анализа.

В данной статье, проверяется возможность применения топологического алгоритма для решения поставленной задачи. Поэтому, желаемые напряжения выбраны одинаковые для всех узлов и соответствуют нормальному значению 10,5 кВ.

При известном напряжении до компенсации реактивной мощности и при заданном желаемом напряжении в каждом узле, которое необходимо получить, то справедливо следующее уравнение [4]:

$$\omega_{Ui}(Q_K) = -U_{iK} + U_i - \sum_{j=1}^n Z_{ij} \cdot U_{jK}^{-1} \cdot Q_{Kj} \cdot \sin \psi_{ij} = 0 \quad (3)$$

где U_{iK} – напряжение i-го узла до компенсации; $X = Z \cdot \sin \psi_{ij}$ – реактивное сопротивление сети.

По формуле 3 произведем расчет значения компенсирующих устройств для каждого узла. Результаты расчетов приведены в таблице 4.

Таблица 4. Мощности КУ в каждом узле при разном положении ПБВ

№ узла	Q, кВар				
	-5%	-2,5%	0	+2,5%	5%
0	-	-	-	-	-
1	-12	-10	-7	-5	-3
2	-19	-16	-12	-7	-4
3	-21	-18	-13	-8	-5
4	-21	-17	-13	-8	-5
5	-23	-20	-14	-9	-6
6	-24	-20	-15	-9	-6
7	-25	-22	-16	-10	-6
8	-26	-22	-16	-10	-6
9	-27	-23	-17	-11	-7

Установка компенсирующих устройств с мощностями, определёнными выше, в соответствующие узлы схемы должна обеспечивать желаемые значения напряжений. С целью проверки правильности утверждения следует провести расчеты режима с учетом реактивных мощностей компенсирующих устройств. По формуле 1 произведем расчет напряжений в каждом узле с учетом формулы 4.

$$S_{KV} = S + jQ_{KV} \quad (4)$$

Результаты расчетов приведены в таблице 5.

Таблица 5. Результаты расчета напряжений в каждом узле при разном положении ПБВ с учетом Q_{KV}

№ узла	U, кВ				
	-5%	-2,5%	0	+2,5%	5%
0	10	10,2	10,5	10,8	11
1	9,85	10,04	10,32	10,60	10,75
2	9,77	9,96	10,23	10,48	10,59
3	9,75	9,94	10,21	10,44	10,55
4	9,75	9,94	10,21	10,45	10,56
5	9,75	9,94	10,21	10,45	10,56
6	9,74	9,93	10,20	10,44	10,55
7	9,73	9,92	10,19	10,42	10,52
8	9,72	9,90	10,17	10,41	10,51
9	9,72	9,91	10,17	10,40	10,50

В работе проведено исследование возможности применения топологического алгоритма для расчета установившегося режима распределительной электрической сети. На основе графового представления сети и использования коэффициентов токораспределения была сформирована матричная модель режима, на основании которой были определены напряжения в узлах сети при заданных нагрузках и параметрах элементов, а также рассчитаны мощности компенсирующих устройств.

Таким образом, результаты исследования подтверждают эффективность применения топологических методов для анализа установившихся режимов распределительных сетей. Использование подобных алгоритмов позволяет упростить формирование расчетных моделей сложных энергосистем и повысить производительность решения задач оптимизации режимов работы.

Литература

1. Метод расчета установившихся режимов электрических сетей на основе коэффициентов токо-распределения // Электрические станции. – 2010. – № 7. – С. 32–38.
2. Development of Topological Method for Calculating Current Distribution Coefficients in Complex Power Networks // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2017. – Vol. 89. – P. 150–158.
3. Топологические алгоритмы анализа и синтеза установившихся режимов электроэнергетических систем // Электроэнергетика. – 2024. – № 3. – С. 15–23.
4. Применение топологического метода для анализа и повышения режимной надежности распределительных сетей // Электроснабжение. – 2022. – № 4. – С. 12–19.
5. ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»

*Р.С. Церковный, студ.; рук. Л.В. Вайтеленок, ст. преп.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МОМЕНТА ВОЗНИКНОВЕНИЯ ЗАМЫКАНИЯ НА СТЕПЕНЬ НАСЫЩЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Данная работа является продолжением цикла статей об исследовании явления насыщения электромагнитных трансформаторов тока (ТТ) и его влияния на работу систем релейной защиты (РЗ) [1,2].

Насыщение ТТ имеет негативное влияние на работу РЗ [3]. Ввиду ряда аварийных ситуаций, вызванных неправильным действием РЗ в результате насыщения ТТ [4], в качестве одного из основных параметров при выборе или проверке ТТ необходимо учитывать время от начала переходного режима до насыщения, в течение которого обеспечивается) с погрешностью не выше нормируемой достаточно точная трансформация (ДТТ), необходимая для правильного функционирования устройств РЗ.

Величина времени ДТТ зависит как от параметров самого ТТ (тип магнитопровода, величина нагрузки и т.п.), так и внешних параметров, в первую очередь, тока короткого замыкания (КЗ). В большинстве реальных случаев [4] насыщение происходит из-за воздействия апериодической составляющей тока КЗ, поскольку её мгновенные значения имеют одинаковый знак, тем самым подмагничивая магнитопровод практически постоянной компонентой. Амплитудное значение апериодической составляющей зависит от момента возникновения КЗ, поэтому от данного момента также будет зависеть и время ДТТ.

Целью данной работы является исследование зависимости времени достаточно точной трансформации от времени возникновения КЗ, а также влияния данного времени на степень насыщения ТТ.

Для проведения исследования за основу взята модель из предыдущей работы об исследовании процессов насыщения ТТ, построенная в среде

«SimInTech» [2]. В модель добавлены элементы для вычисления среднеквадратичных значений токов в обмотках ТТ и расчёта погрешности ТТ. Полученная модель представлена на рис. 1.

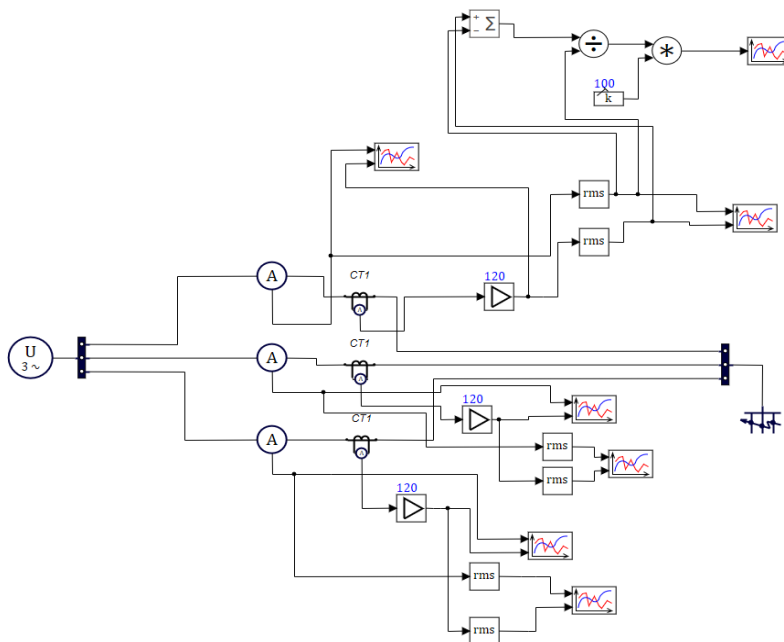


Рисунок 1 – Схема модели трехфазной группы ТТ в «SimInTech»

Для проведения исследования использовались трансформаторы тока ТПОЛ-10 с номинальным током первичной обмотки $I_{1ном} = 600$ А и вторичной обмотки 5А. В параметрах ТТ задано вторичное сопротивление, чтобы полное соответствовало нагрузке 15 ВА с косинусом 0,8, что нормируется при задании номинальной предельной кратности данного ТТ. Величина периодической составляющей тока КЗ принята равной $12 \cdot I_{1ном}$, что меньше нормируемого тока предельной кратности. Время затухания аperiodической составляющей тока T_a принято равным 0,05 с.

Момент возникновения КЗ задаётся через свойства короткозамыкателя в разделе «Массив времён» (рис.2).

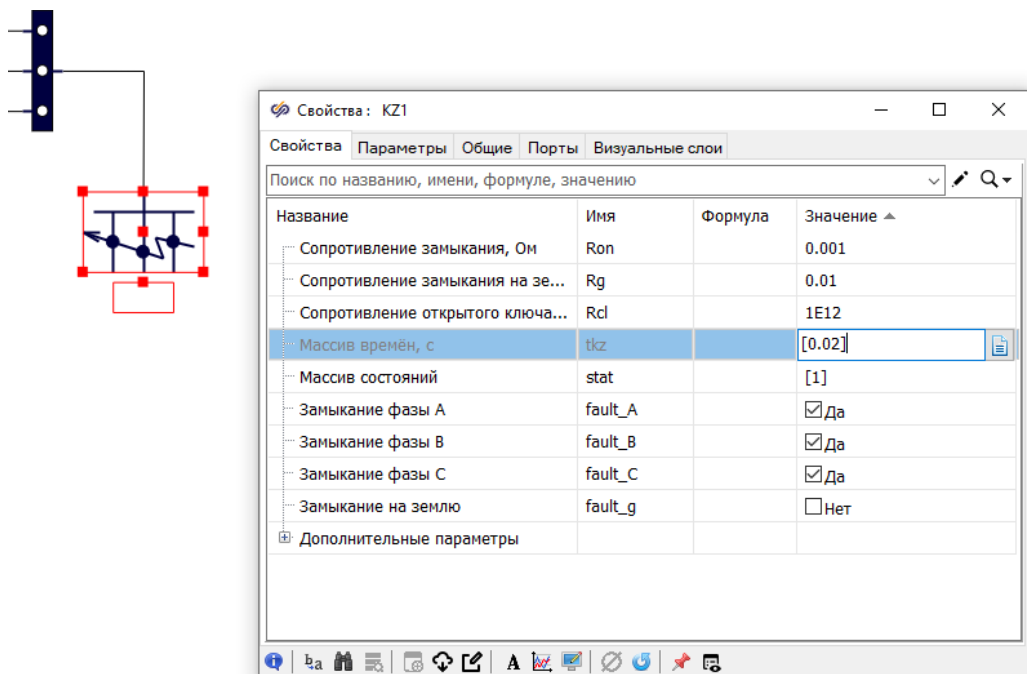


Рисунок 2 – Задание момента возникновения КЗ

Зависимость времени ДДТ была определена для диапазона момента возникновения КЗ от 0 до 0,02 с с шагом 0,001 с. В качестве примера все дальнейшие расчеты представлены для ТТ фазы А. Полученные результаты представлены в графическом виде на рис. 3.

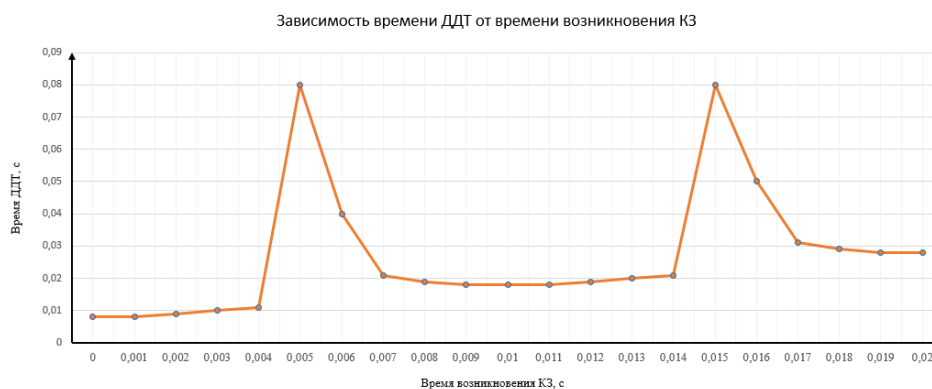


Рисунок 3 – Зависимость времени ДДТ от момента начала КЗ

Из графика видно, что большим значениям времени достаточно точной трансформации, равным времени моделирования, соответствуют моменты времени 0,005 с и 0,015 с, т.е. когда периодическая составляющая тока принимает максимальное значение. При этом трансформация тока происходит практически без погрешности (рис. 4).

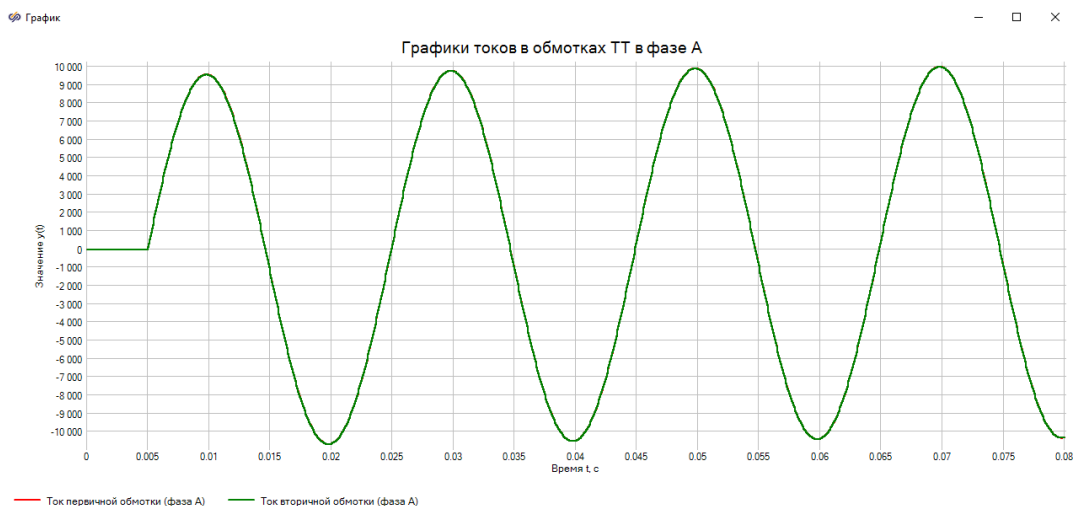


Рисунок 4 – Осциллограмма токов в фазе А при КЗ в момент времени 0,005 с

Для принятых в модели условий и ТТ минимальное время ДДТ составило 8 мс для случая возникновения КЗ в нулевой момент времени, т.е. при переходе периодической составляющей тока через ноль (рис. 5). Полученное значение времени ДТТ превышает среднее нормируемое изготовителями время в 5 мс. Разница между максимальным и минимальным значением времени ДДТ за исключением вариантов, когда насыщение отсутствует, составила 16%, следовательно, работоспособность устройств РЗ в условиях насыщения может отличаться в зависимости от момента возникновения КЗ и необходимо учитывать данное отклонение при выборе устройств релейной защиты и корректировки работы систем РЗ.

Для наихудшего варианта насыщения (рис. 5) максимальная погрешность трансформации, вычисленная по среднеквадратичным значениям, наблюдается для второго периода после начала КЗ и равна 75,7 %. При этом, хотя максимум погрешности на первом периоде существенно ниже (45,4 %), возможно неправильное действие в виде замедлений или сброса сигнала пуска РЗ с выдержкой времени, реагирующих на действующее значение тока.

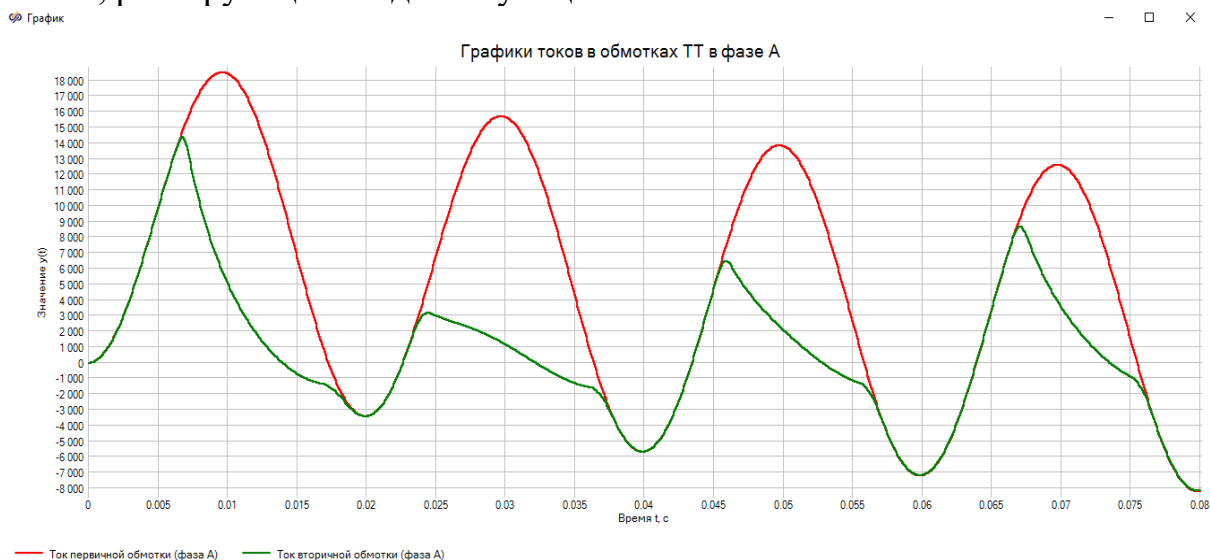


Рисунок 5 – Осциллограмма токов в фазе А при КЗ в момент времени 0 с

На третьем периоде погрешность также существенна и изменяется от 73,6 до 54,3 %. На четвертом периоде погрешность снижается до 35,7 %, что соответствует тому, что со временем насыщение уходит и погрешность возвращается к допустимым значениям.

Таким образом, в ходе исследования при помощи среды «SimInTech» были выявлены зависимости времени достаточно точной трансформации и степени насыщения ТТ от времени возникновения КЗ. На примере рассматриваемого ТТ установлено, что хотя время ДТТ выше нормируемых значений для устройств РЗ, погрешность трансформации принимает значительные величины, начиная со второго периода после повреждения, что также может оказать влияние на работу медленнодействующих защит.

Литература

1. Церковный, Р. С. Использование среды SIMINTECH для исследования процессов насыщения трансформаторов тока / Р. С. Церковный, Л. В. Вайтеленок // Информационные технологии, энергетика и экономика : сборник трудов XXII Международной научно-технической конференции студентов и аспирантов, Смоленск, 23–24 апреля 2025 года. – Смоленск: Универсиум, 2025. – С. 91-94.

2. Церковный, Р. С. Анализ методов расчета времени до насыщения электромагнитных трансформаторов тока / Р. С. Церковный, Л. В. Вайтеленок // Энергетика, Информатика, Инновации - 2025 : Сборник трудов XV Международной научно-технической конференции студентов и аспирантов, Смоленск, 19 ноября 2025 года. – Смоленск: Универсиум, 2025. – С. 10-15.

3. Об обеспечении необходимой точности работы защитных трансформаторов тока в переходных режимах / Кужеков С.Л., Дегтярёв А.А., Чередниченко К.В. // Электрические станции. - 2015. - № 5. - С. 53-60.

4. Анализ неселективных действий дифференциальных защит сборных шин при внешних однофазных коротких замыканиях с насыщением трансформатора тока в неповрежденной фазе / С. Л. Кужеков, А. А. Дегтярев, Н. А. Дони [и др.] // Релейная защита и автоматизация. - 2019. - № 1(34). - С. 28-36.

*А.Д. Шушина, М.В. Корягин студ.; рук. Е.С. Андреенков, доц.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЕЙ

Электроэнергетика в РФ отличается значительной централизацией несмотря на то, что электростанции и основные потребители расположены на большом расстоянии друг от друга. Оперативное управление осложняется в случае труднодоступных подстанций и электростанций, расположенных в районах с недостаточно развитой транспортной инфраструктурой, в частности на Крайнем Севере, Дальнем Востоке и в Сибири. Согласно данным Министерства энергетики РФ, время информирования диспетчерских центров о сбоях и неисправностях на таких объектах может достигать более суток, что критически сказывается на надежности электроснабжения потребителей и приводит к значительным экономическим потерям.

Существующие на многих объектах электроэнергетики системы автоматизации и телемеханики зачастую устарели, и не позволяют реализовать полный объем функций дистанционного управления. Поэтому на крупных электроэнергетических объектах требуется постоянное присутствие дежурного персонала. Это влечет за собой высокие эксплуатационные затраты, а также увеличивает риски, связанные с «человеческим фактором». В этой связи задача разра-

ботки и внедрения современных автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) для отдаленных подстанций и электростанций, позволяющих перейти к полностью необслуживаемому режиму работы с централизованным диспетчерским контролем, является актуальной и соответствует стратегическим направлениям развития электросетевого комплекса РФ: цифровизации и импортозамещению.

Целью данной работы является разработка алгоритма автоматизации электростанции, обеспечивающего переход к необслуживаемому режиму эксплуатации и повышение надежности электроснабжения потребителей.

Электростанции могут работать в следующих режимах:

- нормальный режим работы;
- плановый ремонт;
- аварийный и послеаварийный режимы работы.

В нормальном режиме работы на объекте должен осуществляться контроль режимных параметров (тока и напряжения) и параметров электрооборудования. В аварийном режиме электростанция должна в автоматическом режиме реагировать на сигналы устройств контроля параметров и отключать поврежденные присоединения и оборудование или подавать сигнал диспетчеру о неисправности.

Для реализации автоматического режима работы станции необходимо следующее оборудование и программные комплексы:

1. Контроллеры и серверы АСУ ТП.
2. Цифровые датчики температуры, давления, вибрации.
3. Программное обеспечение с алгоритмами диагностики.
4. Систему технического зрения.

В настоящее время существуют комплексные решения на базе комплектов готового оборудования и программного обеспечения. В качестве примера можно рассмотреть программно-аппаратный комплекс ПТК КРУГ-2000, на базе которого можно реализовать автоматизацию электростанций. Данный комплекс уже применялся на реальных объектах (например, на Новостерлитамакской ТЭЦ для интеграции систем управления турбинами).

Для управления конкретными механизмами используются микропроцессорные контроллеры для управления сервоприводами такие как DevLink-A10.AIO-3UI/3UI. С помощью данных контроллеров можно реализовать управление силовым коммутационным электрооборудованием или трансформаторами без участия человека.

Контроль тока и напряжения обеспечивается с помощью трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН). Для контроля электрооборудования необходимы разнообразные датчики, которые в реальном времени будут передавать информацию об исправности оборудования. Например, для контроля температуры обмоток трансформаторов могут использоваться оптоволоконные датчики температуры, нечувствительные к мощным электромагнитным полям, как IF-C серии от FJINNO. Это флуоресцентные датчики, которые встраиваются прямо в обмотки. Они могут работать в диапазоне температур до +260°C и имеют циф-

ровой выход (RS-485, Ethernet), что позволяет им напрямую обмениваться данными с сервером.

В элегазовых выключателях необходимы датчики плотности и давления элегаза (SF₆), сигнализирующие в случае утечки газа. Примером такого устройства является WIKA GDT-20, который на основе измерения давления и температуры, вычисляет плотность газа – критический параметр для элегазового оборудования. Наличие цифрового выхода (RS-485) также позволяет подключить это устройство прямо в цифровую сеть.

Для сухих трансформаторов используются контроллеры типа (СН) BWDK-S201D. Это устройство управляет вентиляторами охлаждения, дает сигнал тревоги при перегреве и может отключить трансформатор, если температура достигнет критической (функция защиты).

Интеллектуальные исполнительные устройства используются и в моторных приводах РПН (регулирование напряжения под нагрузкой). Данные контроллеры управляют приводом РПН с учетом текущих параметров оборудования. Например, интеллектуальный привод SHM-X от Huaming ведет подсчет количества переключений (для расчета ресурса), блокирует переключение при перегрузке трансформатора (функция защиты), передает данные по оптоволоконным линиям связи и может работать в режиме автоматического или дистанционного управления.

Существуют решения и для контроля показаний аналоговых приборов на базе видеочамер. Тепловизионные камеры (ИК-камеры) – применяются для контроля нагрева контактов, изоляторов и других элементов оборудования, что позволяет заметить дефект задолго до аварии.

В качестве погромного обеспечения используется система OpenCV (библиотека компьютерного зрения). Алгоритмы с OpenCV позволяют распознавать и анализировать показания приборов, и наблюдать за оборудованием.

Рассмотренное оборудование и категории его применения в системе автоматизации электростанций сведены в таблицу 1.

Алгоритм автоматизации работает следующим образом. При плановом изменении режима система сверяется с заложенным в нее суточным графиком нагрузки и, если требуется повышение мощности, система подает команды на турбины и генераторы на увеличение выработки. Процесс идет плавно, в рамках допустимых скоростей набора нагрузки. Диспетчер лишь наблюдает за процессом удаленно.

В аварийной ситуации, например при коротком замыкании на шинах 110 кВ с током 2,44 кА, действия системы будут следующими.

1. Обнаружение повреждения. Релейная защита (РЗА) мгновенно (за несколько миллисекунд) обнаруживает КЗ.
2. Локализация. Защита дает команду на отключение выключателя. Поврежденный участок (линия или трансформатор) отключается.
3. Восстановление электроснабжения. Автоматика (АПВ – автоматическое повторное включение или АВР – автоматический ввод резерва) пытается восстановить питание. Если отключилась одна из двух линий связи с системой,

АВР может включить секционный выключатель или оставить в работе оставшуюся линию. Система без вмешательства человека устраняет проблему.

Таблица 1 – Оборудование для автоматизации электроэнергетических объектов по категориям применения

Категория	Наименование оборудования	Производитель	Назначение в схеме
АСУ ТП	ПТК КРУГ – 2000	НПФ «КРУГ» (РФ)	Сбор данных, автоматическое управление
Датчики	IF-C	FJINNO (Китай)	Контроллер температуры обмоток трансформатора ТРДН-32000/220
Датчики	GDT-20	WIKA (Германия)	Контроллер плотности элегаза в выключателях ВГТ-220
Датчики	BWDK	FJINNO (Китай)	Контроль и защита сухих трансформаторов ТСС-160
Приводы	SHIM-X	Huaming (Китай)	Интеллектуальное управление РПН трансформаторов ТРДН-32000/220
Регуляторы	TOP 200-P23	ИЦ «Бреслер» (РФ)	Автоматическое регулирование напряжения по графику нагрузок

В критической ситуации, при отказе оборудования, с которым автоматика не может справиться (например, одновременное аварийное отключение одного трансформатора связи зимой и последующий отказ второго, или устойчивое короткое замыкание на сборных шинах ГРУ 10 кВ) действия системы будут следующими.

1. Диагностика. Система АСУ ТП фиксирует нештатную ситуацию, которую не может разрешить по заложенным алгоритмам (например, отключена секция шин, отказ выключателя).

2. Подача сигнала тревоги. Система отправляет экстренное уведомление (сирену, SMS, сообщение в диспетчерскую) дежурному персоналу с указанием кода ошибки и места предполагаемого повреждения.

3. Переход в безопасное состояние. Система пытается сохранить работоспособность максимально возможного количества элементов, фиксирует положение всех коммутационных аппаратов для последующего анализа.

4. Вмешательство человека. Прибывший инженер визуально оценивает обстановку, находит причину отказа (например, сгоревшая катушка привода), устраняет ее (заменяет блок), дает разрешающий сигнал системе на возврат в работу. Рассмотренный алгоритм показана на рисунке 1.

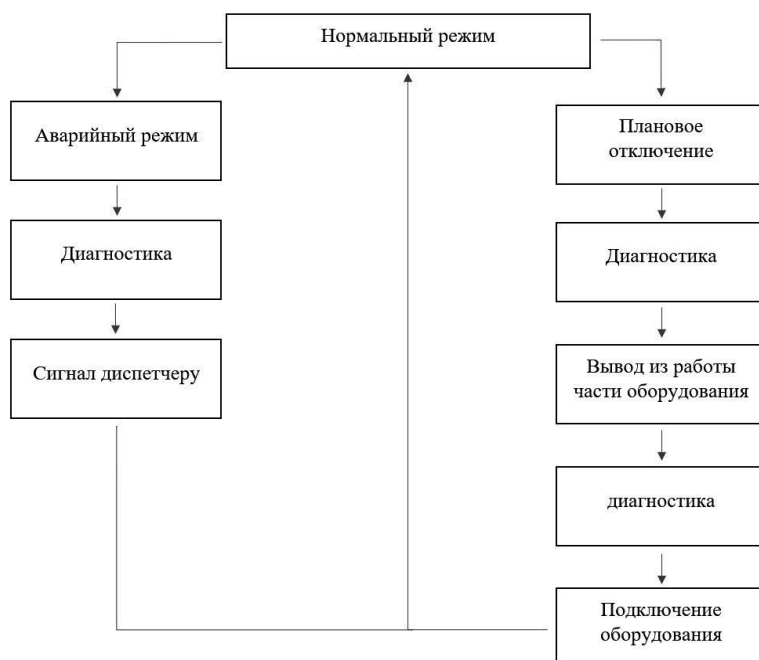


Рисунок 1 – Алгоритм автоматического управления электростанцией.

Разработанный алгоритм открывает возможность перевода электростанции на полностью автоматизированный режим функционирования, что позволяет исключить необходимость постоянного присутствия дежурного персонала. Ключевым преимуществом предложенного подхода является его адаптивность к уже существующей инфраструктуре: решение реализуется на базе текущего парка оборудования без необходимости его масштабной замены или дорогостоящей модернизации. Для практического внедрения данного метода требуется проведение цикла апробационных испытаний с целью подтверждения его надежности и устойчивости в различных режимах работы, а также последующая разработка и утверждение нормативно-правовой базы, регламентирующей эксплуатацию объектов энергетики в полностью автоматическом режиме.

Литература

1. ГОСТ Р 50571.4.44-2019 (МЭК 60364-4-44:2007). Электроустановки низковольтные. Часть 4-44. Требования по обеспечению безопасности. Защита от отклонений напряжения и электромагнитных помех. – М.: Стандартинформ, 2019.
2. ПУЭ-7. Правила устройства электроустановок. Разделы 1, 6, 7. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2002. (Глава 1.7 о заземлении и защитных мерах электробезопасности).
- 3 Разевиг, Д. В. Техника высоких напряжений / Д. В. Разевиг. – М.: Энергия, 1976. – 488 с.
4. Харченко, В. Ф. Техника высоких напряжений: учебник для вузов / Под ред. В. Ф. Харченко. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 400 с.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Богданов А.Д., Ларченкова С.Р., Долецкая Л.И. СВЕРХНОРМАТИВНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ОБУСЛОВЛЕННЫЕ ПЕРЕТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ 3
2. Вайтеленок Л.В., Солопов Р.В. КОМПЛЕКС ДЛЯ ПРОВЕРКИ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СИГНАЛАМИ СЛОЖНОЙ ФОРМЫ 7
3. Вайтеленок Л.В., Солопов Р.В. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЦИФРОВОГО ПУСКОВОГО ОРГАНА УСТРОЙСТВ БЛОКИРОВАНИЯ ПРИ КАЧАНИЯХ 11
4. Горнов Е.Г., Кавченков В.П. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 16
5. Гращенкова Н.А., Кавченков В.П. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ОСНОВА РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ 19
6. Гришечкин А.А., Назаров А.А., Кавченков В.П. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЁТА ОБЪЁМОВ ГРАФИКОВ ВРЕМЕННОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ ДЛЯ ПОДНЯТИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В КОНТРОЛЬНОМ ПУНКТЕ С ПОМОЩЬЮ АДАПТИВНОГО АЛГОРИТМА 23
7. Евстафьев В.К., Кинденкова И.С. ПРОГРАММА ДЛЯ РАСЧЁТА УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА 28
8. Зоря В.В., Трушаков Р.В. МЕТОДЫ АНАЛИЗА КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МИКРОКОНТРОЛЛЕРОВ 31
9. Кинденкова И.С., Захаров В.О., Андреенков Е.С. ОСОБЕННОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РЗ_мА ПРИ ПОТЕРЕ СИНХРОНИЗАЦИИ НА ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ 33
10. Ковалев А.И., Долецкая Л.И. МЕТОД ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ 38
11. Ковриженко А.А., Коровкин Н.В. АНАЛИЗ ГРАНИЦ ПРИМЕНИМОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ЛОКАЛИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТОКА ВЫСШИХ ГАРМОНИК В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ 43
12. Корягин М. В., Шушина А.Д., Е.С. Андреенков ЗАЩИТА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ В СЕТИ С НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ 48
13. Крошин Г.А., Иванова А.А., Долецкая Л.И. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЗАТРАТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 52
14. Моликов П.А., Андреенков Е.С. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В СИСТЕМАХ ВРЕМЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНЫХ ПЛОЩАДОК 56

15. Моликов П.А., Андреенков Е.С. ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ СИНТЕЗА И АНАЛИЗА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ВЫСОТНЫХ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ 60
16. Охотникова В.П., Долецкая Л.И. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ БАТАРЕЙ СТАТИЧЕСКИХ КОНДЕНСАТОРОВ 63
17. Прохоренков И.В., Кавченков В.П. АНАЛИЗ МЕТОДОВ И НАПРАВЛЕНИЙ ПРИМЕНЕНИЯ БПЛА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И ДИАГНОСТИКИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 66
18. Рыбаков Д.Л., Попов С.О. ПРЕДПОСЫЛКИ АВТОМАТИЗАЦИИ АНАЛИЗА АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ НА ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЯХ 70
19. Тарасов Д.Ю., Солопов Р.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТОПОЛОГИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА 73
20. Церковный Р.С., Вайтеленок Л.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МОМЕНТА ВОЗНИКНОВЕНИЯ ЗАМЫКАНИЯ НА СТЕПЕНЬ НАСЫЩЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА 77
21. Шушина А.Д., Корягин М.В., Андреенков Е.С. СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЕЙ 81

Научное издание

СОВРЕМЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ
Сб. трудов Молодежной научной конференции

Подписано в печать 02.04.2026 г.
Формат 60x84¹/₁₆ . Тираж 100 экз. Печ. л. 5,5.

Издательство «Универсум»
Отпечатано в издательском секторе филиала МЭИ в г. Смоленске
214013 г. Смоленск, Энергетический проезд, 1

ISBN 978-5-91412-566-7

