

**Секция №2**

**РЕЖИМЫ РАБОТЫ И ОБОРУДОВАНИЕ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И СИСТЕМ**



**Scientific section №2**

**ELECTRICAL NETWORK AND SYSTEMS STATES  
AND EQUIPMENT**

# ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ С ПОМОЩЬЮ ФПТ С АВТОМАТИЧЕСКИМ РЕГУЛЯТОРОМ УГЛА

Брилинский А.С.<sup>1</sup>, Герасимов А.С.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>АО «НТЦ ЕЭС», <sup>2</sup>ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»  
Санкт-Петербург, Россия  
e-mail: gerasimov-als@ntcees.ru

## Аннотация

**Состояние вопроса:** Фазоповоротные трансформаторы (ФПТ) успешно применяются в энергосистемах развитых стран мира для эффективного перераспределения потоков активной мощности. На текущий день существует множество исследований, подтверждающих также возможность использования ФПТ для увеличения динамической устойчивости генерирующего оборудования. Для реализации необходимого при этом быстродействующего управления углом ФПТ в Энергетическом институте имени Г.М. Кржижановского был разработан тиристорный коммутатор регулировочной обмотки ФПТ. Целью текущего исследования является создание первого автоматического регулятора ФПТ (АРФПТ), способного эффективно управлять углом трансформатора как в установившихся режимах, так и в переходных процессах.

**Материалы и методы:** При проведении исследования использовался отечественный ПВК «RuStab».

**Результаты:** Разработан алгоритм взаимодействия существующей противоаварийной автоматики Саратовской энергосистемы и автоматического регулятора угла ФПТ. На основании данного алгоритма модернизирована функциональная схема АРФПТ, проведена проверка эффективности полученной модели.

**Выводы:** Применение АРФПТ способствует значительному повышению эффективности работы энергосистемы в установившихся доаварийных и послеаварийных режимах. Совместная работа АРФПТ и существующей противоаварийной автоматики уменьшает объем аварийных отключений генерирующего оборудования.

**Ключевые слова:** фазоповоротный трансформатор, автоматический регулятор, противоаварийная автоматика.

## IMPROVING THE EFFICIENCY OF EMERGENCY AUTOMATION WITH THE HELP OF PST WITH AUTOMATIC ANGLE CONTROL

Andrey Brilinskii<sup>1</sup>, Aleksandr Gerasimov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>JSC «STC UPS», <sup>2</sup>Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University  
Saint Petersburg, Russia  
e-mail: gerasimov-als@ntcees.ru

## Abstract

**Background:** Phase shifting transformers (PST) are successfully used in the power systems of developed countries to effectively redistribute active power flows. To date, there are many studies that also confirm the possibility of using PST to increase the transient stability of generating equipment. To implement the high-speed control of the PST angle required at the G.M. Krzhizhanovsky Power Engineering Institute, a thyristor switch of the PST control winding was developed. The aim of the current study is to create the first automatic PST controller (ARFT) capable of effectively controlling the angle of the transformer in both steady-state and transient conditions.

**Materials and Methods:** During the research, the domestic SCC «RuStab» was used.

**Results:** An algorithm has been developed for the interaction of the existing automation of the Saratov power system and the automatic angle regulator of the PST. Based on this algorithm, the design of the ARPST has been upgraded, and the effectiveness of the resulting model has been verified.

**Conclusions:** The use of PST with automatic control contributes to a significant increase in the efficiency of the power system in the steady-state pre-emergency and post-emergency modes. The joint work of ARPST and existing automation helps to reduce the volume of emergency shutdowns of generating equipment.

**Key words:** phase-shifting transformer, automatic regulator, emergency automation.

## I. ВВЕДЕНИЕ

Данная работа является продолжением исследования, направленного на создание автоматического регулятора угла фазопоротного трансформатора (АРФПТ), применение которого не только способствует увеличению эффективности работы ФПТ в установившихся режимах работы энергосистемы, но и позволяет управлять углом на электропередаче в переходных процессах для увеличения запасов динамической устойчивости электрогенерирующего оборудования.

В работе [1] представлена первая версия разработанного авторами АРФПТ, функциональная схема которого обеспечивает поддержание заданной токовой нагрузки контролируемых сетевых элементов в установившемся режиме, демпфирование электромеханических колебаний в переходных процессах и повышение динамической устойчивости генераторов за счёт специального алгоритма управления углом ФПТ в аварийном режиме. Проверка работы АРФПТ в демонстрационной схеме показала высокую эффективность устройства, однако для дальнейшей его доработки требуется оценка эффективности применения АРФПТ в модели реальной энергосистемы.

## II. ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ

В качестве объекта, целесообразного для размещения тиристорно-управляемого ФПТ [2] с автоматическим регулятором угла, была определена Саратовская ГЭС, схема выдачи мощности которой ограничена ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Возрождение [3] (Рис. 1).

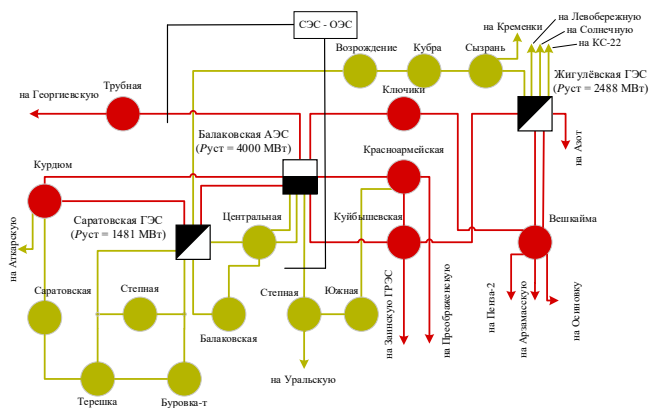


Рис. 1. Принципиальная схема примыкающей сети 220 кВ и выше Саратовской ГЭС

Данная ЛЭП 220 кВ образует шунтирующий транзит, который оказывается перегружен при аварийном отключении (АО) ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Ключики. В результате АО действует установленное на Балаковской АЭС устройство локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ), которое формирует управляющее воздействие на отключение генерации (УВ на ОГ) Саратовской ГЭС и Балаковской АЭС.

Объём данного УВ оказывается значителен (в нормальной схеме  $P_{OG} \leq 1900$  МВт) ввиду шунтирования транзита 500 кВ от Балаковской АЭС до Жигулёвской ГЭС транзитом 220 кВ: при снятии перегрузки с ЛЭП 500 кВ путём последовательного снижения генерации Саратовской ГЭС и/или Балаковской АЭС итогового

объёма ОГ оказывается недостаточно для снятия перегрузки с ЛЭП 220 кВ. При дальнейшем снижении генерации и устранении перегрузки транзита 220 кВ нагрузка ЛЭП 500 кВ оказывается значительно меньше её пропускной способности.

Как следствие, установка ФПТ в сети 220 кВ позволит уменьшить соответствующий переток мощности через неё, увеличив загрузку сети 500 кВ и уменьшив объём отключаемой генерации.

## III. ПРИМЕНЕНИЕ АРФПТ

При установке тиристорно-управляемого ФПТ с автоматическим регулятором угла последовательно ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Возрождение был предложен следующий алгоритм работы устройства:

- При АО ЛЭП 500 кВ ЛАПНУ действует на ОГ Саратовской ГЭС и Балаковской АЭС в объёме, сниженном до уровня, достаточного для снятия перегрузки сети 500 кВ, но недостаточного для снятия перегрузки с шунтирующего транзита 220 кВ;
- Автоматический регулятор угла ФПТ уменьшает угол на электропередаче с целью снижения перетока мощности по сети 220 кВ. Если в процессе изменения угла загрузка любой из ЛЭП 500 кВ приближается к 100 %, выходной сигнал основного канала АРФПТ блокируется на текущем уровне;
- По факту наличия перегрузки ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Возрождение действует существующая автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО), которая формирует УВ на ОГ Саратовской ГЭС в ограниченном объёме, величина которого ниже существующего.

В результате действия данного алгоритма происходит поэтапное снижение загрузки транзита 220 кВ при сохранении максимальной загрузки транзита 500 кВ, благодаря чему обеспечивается снижение объёмов отключения генерирующего оборудования электростанций.

Для проведения расчётов, подтверждающих эффективность предложенного алгоритма, был применён отечественный ПВК «RuStab» и приняты следующие условия:

- Расчётная модель включает в себя ОЭС Средней Волги, Центра, Юга и Урала, а также участок энергосистемы Казахстана;
- Расчёты производились в летний режим минимальных нагрузок (Мин лето) 2029 года, в котором наблюдаются наибольшие токовые перегрузки транзита 220 кВ. Одновременно с этим сечение «Саратовская энергосистема – объединённая энергосистема (СЭС – ОЭС)» (Рис. 1) было загружено до уровня максимально-допустимого перетока;
- Параметры схемы замещения ФПТ (комплексный коэффициент трансформации и индуктивное сопротивление по прямой последовательности) получены в соответствии с методикой, описанной в [4];
- Регулятор угла ФПТ реализован с использованием блока построения пользовательских моделей RuStab путём

переноса функциональной схемы АРФПТ, разработанной в [1].

#### А. Нормальная схема

При отсутствии ФПТ на Саратовской ГЭС в нормальной схеме (НС) при АО ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Ключики возникают перегрузки, представленные в Таблице I.

Таблица I. ПЕРЕЧЕНЬ ПЕРЕГРУЗОК ЛЭП ПРИ АО ИЗ НС

Перегружаемая ЛЭП	$I_{лэп}, А$	$I_{лэп}, \% \text{ от ДДТН/АДТН}$	Автоматика, устраняющая перегрузку
ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Красноармейская № 2	2265	113,3 / 94,4	ЛАПНУ, $t_{сраб} = 1 \text{ с}$
ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Возрождение	1297	145,5 / 145,5	АОПО, $t_{ступ 1} = 7 \text{ с}$

При фиксации АО ЛЭП 500 кВ ЛАПНУ действует на ОГ в размере 1000 МВт на Балаковской АЭС и 726 МВт на Саратовской ГЭС, в результате чего перегрузки устраняются.

Для уменьшения перегрузки ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Возрождение на Саратовской ГЭС предусматривается установка гексагонального ФПТ с параметрами, приведёнными в [4]. Помимо этого, в алгоритмы действия ЛАПНУ и АОПО вносятся следующие изменения: для ЛАПНУ было исключено УВ на ОГ 1000 МВт Балаковской АЭС, а для АОПО объём ОГ каждой из ступеней срабатывания был снижен до 66 МВт с уменьшением выдержки времени на срабатывание.

В результате при АО ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Ключики реализуется следующий алгоритм действий:

- ЛАПНУ Балаковской АЭС формирует УВ на ОГ 726 МВт Саратовской ГЭС;
- АОПО ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Возрождение формирует УВ на ОГ 66 МВт Саратовской ГЭС;
- В результате действия противоаварийной автоматики (ПА) устраняется перегрузка ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Красноармейская № 2, вследствие чего ФПТ увеличивает отпайку регулировочной обмотки (РО) до  $n_{отп} = 3$  (-6 эл. град.), что позволяет устранить перегрузку транзита 220 кВ.

Благодаря данному алгоритму ликвидируются токовые перегрузки в электрической сети путём отключения 792 МВт генерации Саратовской ГЭС, что на 934 МВт (54,1 %) меньше по сравнению с результатами действия существующего алгоритма работы автоматики (Таблица II). Более того, применение ФПТ позволило избежать отключения Блока Балаковской АЭС при АО ЛЭП 500 кВ из нормальной схемы.

Таблица II. СРАВНЕНИЕ ТОКОВОЙ ЗАГРУЗКИ ЛЭП ПРИ АО ИЗ НС

Наименование ЛЭП	Послеаварийная нагрузка без ФПТ		Послеаварийная нагрузка с ФПТ	
	$I_{лэп}, А$	$I_{лэп}, \% \text{ от ДДТН}$	$I_{лэп}, А$	$I_{лэп}, \% \text{ от ДДТН}$
ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Красноармейская № 2	1614	80,7	1991	99,6

Наименование ЛЭП	Послеаварийная нагрузка без ФПТ		Послеаварийная нагрузка с ФПТ	
	$I_{лэп}, А$	$I_{лэп}, \% \text{ от ДДТН}$	$I_{лэп}, А$	$I_{лэп}, \% \text{ от ДДТН}$
ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Возрождение	808	90,7	854	95,8

#### В. Схема ремонта ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Красноармейская № 2

При отсутствии ФПТ в схеме ремонта (РС) ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Красноармейская № 2 при АО ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Ключики возникают перегрузки, представленные в Таблице III.

Таблица III. ПЕРЕЧЕНЬ ПЕРЕГРУЗОК ЛЭП ПРИ АО ИЗ РС

Перегружаемая ЛЭП	$I_{лэп}, А$	$I_{лэп}, \% \text{ от ДДТН/АДТН}$	Автоматика, устраняющая перегрузку
ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Куйбышевская № 1	3236	161,8 / 161,8	ЛАПНУ, $t_{сраб} = 1 \text{ с}$
ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Возрождение	1970	221,1 / 221,1	АОПО, $t_{ступ 1} = 7 \text{ с}$

При фиксации АО ЛЭП 500 кВ ЛАПНУ действует на ОГ в размере 1000 МВт на Балаковской АЭС и 924 МВт на Саратовской ГЭС, в результате чего перегрузки устраняются.

При установке ФПТ на Саратовской ГЭС с учётом снижения объёмов УВ на ОГ существующей автоматики при аналогичном АО производятся следующие действия:

- ЛАПНУ Балаковской АЭС формирует УВ на ОГ 1000 МВт Балаковской АЭС и 330 МВт Саратовской ГЭС;
- АОПО ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Возрождение формирует УВ на ОГ 66 МВт Саратовской ГЭС действием первой ступени;
- ФПТ увеличивает отпайку регулировочной обмотки (РО) до  $n_{отп} = 2$  (-4 эл. град.), в результате чего токовая нагрузка ЛЭП 500 кВ приближается к 100 %, что блокирует дальнейшее увеличение отпайки РО ФПТ действием основного канала АРФПТ;
- АОПО ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Возрождение формирует УВ на ОГ 66 МВт Саратовской ГЭС действием второй ступени;
- ФПТ увеличивает отпайку регулировочной обмотки до  $n_{отп} = 3$  (-6 эл. град.), что позволяет снять перегрузку с транзита 220 кВ.

Благодаря действию разработанного алгоритма достигается ликвидация токовых перегрузок в электрической сети при суммарном объёме отключаемой генерации, равном 1462 МВт, что на 462 МВт (24,0 %) меньше по сравнению с результатами действия существующего алгоритма автоматики (Таблица IV).

Таблица IV. СРАВНЕНИЕ ТОКОВОЙ ЗАГРУЗКИ ЛЭП ПРИ АО ИЗ РС

Наименование ЛЭП	Послеаварийная нагрузка без ФПТ		Послеаварийная нагрузка с ФПТ	
	$I_{ЛЭП}, A$	$I_{ЛЭП}, \% \text{ от ДДТН}$	$I_{ЛЭП}, A$	$I_{ЛЭП}, \% \text{ от ДДТН}$
ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Куйбышевская № 1	1656	82,8	1971	95,6
ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Возрождение	761	85,4	854	95,8

#### IV. МОДЕРНИЗАЦИЯ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ АРФПТ

Для реализации предложенного алгоритма в функциональную схему АРФПТ, разработанную в [1], были внесены следующие изменения (Рис. 2):

- В качестве основного канала АРФПТ был определён канал, поддерживающий заданный переток активной мощности по транзиту 220 кВ;
- Для предотвращения перегрузок ЛЭП, последовательно которой установлен ФПТ, при значительном снижении напряжения в примыкающей электрической сети в АРФПТ был добавлен канал контроля токовой загрузки ЛЭП 220 кВ, который принудительно увеличивает  $n_{отп}$  при невозможности устранить перегрузку каналом управления по мощности;
- В функциональную схему АРФПТ был добавлен канал контроля токовой загрузки отходящих от Балаковской АЭС ЛЭП 500 кВ, который при выявлении перегрузки любой из ЛЭП блокирует изменение выходного сигнала канала по мощности, оставляя в работе только динамический канал.

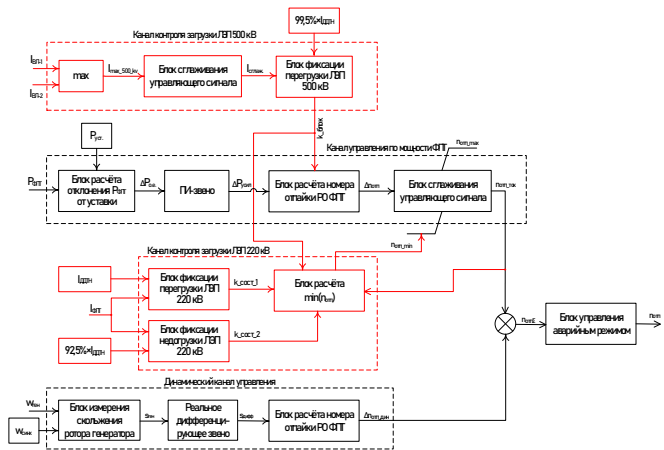


Рис. 2. Функциональная схема модернизированного АРФПТ (внесённые изменения выделены красным)

Проверка эффективности внесённых в функциональную схему АРФПТ изменений была произведена путём расчёта переходных процессов возникновения вышеописанных аварий в нормальной и единичной ремонтной схеме с учётом действия модернизированного устройства ЛАПНУ с выдержкой времени  $t = 1$  с и устройства АОПО с выдержками времени ступеней защиты  $t_1 = 3$  с,  $t_2 = 5$  с,  $t_3 = 7$  с и т.д.

При АО ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Ключики из нормальной схемы и из схемы ремонта ВЛ 500 кВ

Балаковская АЭС – Красноармейская № 2 были получены результаты, приведённые на Рис. 3 и Рис. 4 соответственно.

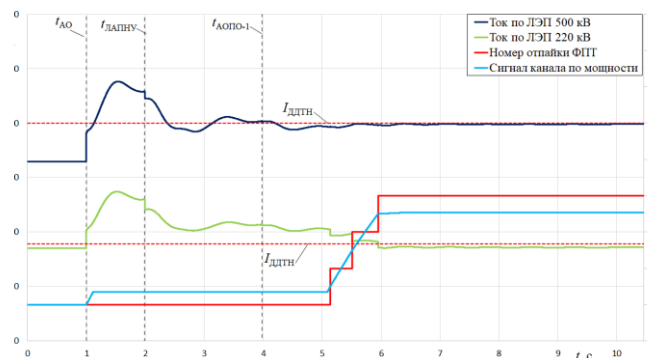


Рис. 3. Графики изменения  $n_{отп}$ , тока по ЛЭП 220 кВ и тока по ЛЭП 500 кВ с наибольшей перегрузкой при АО из нормальной схемы

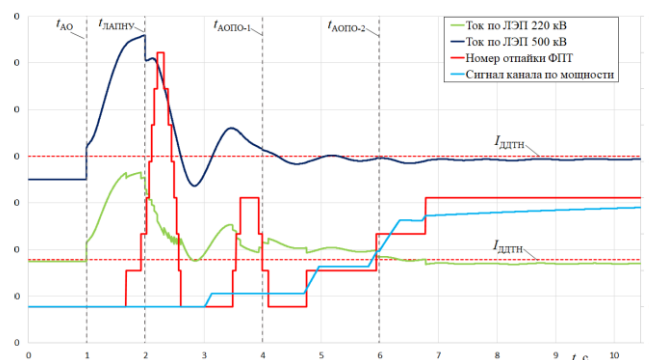


Рис. 4. Графики изменения  $n_{отп}$ , тока по ЛЭП 220 кВ и тока по ЛЭП 500 кВ с наибольшей перегрузкой при АО из ремонтной схемы

Как видно из Рис. 3 и Рис. 4, полученные результаты расчёта переходных процессов полностью подтверждают эффективность предложенного алгоритма работы АРФПТ и существующей автоматики, описанного в разделе III.

#### V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследование показало, что максимальный эффект от применения АРФПТ в условиях реальной энергосистемы может быть достигнут только при условии совместной работы с существующей ПА. На примере Саратовской энергосистемы было продемонстрировано, что при правильной настройке, учитывающей алгоритмы работы противоаварийной автоматики, функционал АРФПТ позволяет значительно снизить объёмы ОГ и ОН.

#### Список литературы

- [1] Брилинский А.С., Герасимов А.С., Мамонтов Г.Д. Цифровая модель регулятора фазового сдвига между векторами напряжений для повышения динамической устойчивости электропередачи / Электрические станции. – 2024. – № 5(1114). – С. 17-29.
- [2] Асташев М.Г., Панфилов Д.И. Фазоповоротные устройства с тиристорными коммутаторами для активно-адаптивных электрических сетей / Электричество. – 2013. – № 8. – С. 60-65.
- [3] Востребованность электростанций ЕЭС России в применении фазоповоротных комплексов / А. С. Брилинский, Г. А. Евдокунин, В. А. Крицкий [и др.] // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2021. – № 1(84). – С. 5-12.
- [4] Брилинский А.С., Герасимов А.С., Гетманова М.С. Уравнения гексагонального фазоповоротного трансформатора и его схема замещения / Электрические станции. – 2025. – № 6(1127). – С. 18-28.

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАКТИЧЕСКОГО ВКЛАДА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ОБЩУЮ НЕСИММЕТРИЮ НАПРЯЖЕНИЯ В ТОЧКЕ ОБЩЕГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ

Воробьева В.А.

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

Санкт-Петербург, Россия

e-mail: Vorobyova-Valeriya0928@yandex.ru

## Аннотация

**Состояние вопроса:** Несмотря на практическую заинтересованность энергосбытовых, сетевых компаний и крупных потребителей в идентификации источника несимметрии, эта задача остается актуальной проблемой. Значительная часть исследований в данной области сосредоточена на источниках гармонических искажений, тогда как несимметрия напряжений и токов также приводит к существенным негативным последствиям. Существующие методы определения фактического вклада потребителей в общую несимметрию обладают рядом недостатков, что ограничивает возможности их широкого практического применения.

**Материалы и методы:** В теоретической части работы проведен систематический обзор литературы для выявления наиболее актуальных методов определения фактических вкладов потребителей в общую несимметрию. Практическая часть работы выполнена в ПО Matlab Simulink и на физической модели электросети на базе лаборатории Санкт-Петербургского горного университета.

**Результаты:** Основным результатом работы является обоснование выбора метода, который может служить основой для создания системы мониторинга и распределения ответственности за несимметрию между потребителями.

**Выводы:** Таким образом, несмотря на разнообразие существующих методов, задача точного и практического определения вклада потребителей в несимметрию остается открытой и требует новых решений.

**Ключевые слова:** показатели качества электроэнергии, несимметрия напряжения, определение фактического вклада потребителей.

# DETERMINATION OF THE ACTUAL CONTRIBUTION OF CONSUMERS TO THE OVERALL VOLTAGE ASYMMETRY AT THE POINT OF COMMON CONNECTION

Valeriya Vorobeva

Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University

Saint Petersburg, Russia

e-mail: Vorobyova-Valeriya0928@yandex.ru

## Abstract

**Background:** To identify the source of the asymmetry, this task remains an urgent problem. Much of the research in this area focuses on sources of harmonic distortion, while the asymmetry of voltages and currents also leads to significant negative consequences. The existing methods for determining the actual contribution of consumers to the overall asymmetry have a number of disadvantages, which limits the possibilities of their wide practical application.

**Materials and Methods:** In the theoretical part of the work, a systematic review of the literature was conducted to identify the most relevant methods for determining the actual contributions of consumers to the overall asymmetry. The practical part of the work was performed in Matlab Simulink software and on a physical model of the power grid based on the laboratory of St. Petersburg Mining University.

**Results:** The main result of the work is the justification of the choice of a method that can serve as the basis for creating a monitoring system and distributing responsibility for asymmetry between consumers.

**Conclusions:** Thus, despite the variety of existing methods, the task of accurately and practically determining the contribution of consumers to asymmetry remains open and requires new solutions.

**Key words:** indicators of the quality of electricity, voltage asymmetry, determination of the actual contribution of consumers.

## 1. ВВЕДЕНИЕ

Проблема обеспечения качества электроэнергии (КЭ) сохраняет высокую актуальность. В Российской Федерации основные показатели КЭ, их допустимые и предельные отклонения установлены межгосударственным стандартом ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Однако данный стандарт не регламентирует методики, по которым можно было бы определить источник несимметрии в сети. В научной литературе существует множество способов определения фактических вкладов (ФВ) потребителей в общую несимметрию. Все рассмотренные способы имеют как свои преимущества, так и свои критические недостатки, препятствующие их масштабному промышленному применению.

Существующие методы можно разделить на активные – требующие вмешательства в топологию сети, и пассивные – не требующие вмешательства, а выполняемые на основе расчетов и измерений.

## II. АКТИВНЫЕ МЕТОДЫ

Активные методы определения фактического вклада потребителей требуют значительного вмешательства в работу сети: подключения дополнительной нагрузки или отключения исследуемого потребителя.

К активным методам можно отнести метод последовательного отключения потребителя и методы определения фактического вклада на основе активных экспериментов: метод, предложенный Н.А. Амелькиной [1], метод, предложенный Е.В. Васильевым [2] и др.

В методе последовательного отключения показатели качества электроэнергии (ПКЭ) в точке общего присоединения измеряются до и после подключения изучаемого потребителя. Влияние потребителя рассматривается как разница между двумя измерениями показателей. Однако, данный метод является не вполне корректным, так как не учитываются возможные изменения во внешней сети, а также взаимное влияние потребителей друг на друга [3].

Методы на основе активных экспериментов базируются на расчетных моделях. В качестве основных моделей используют схемы замещения нагрузки с источниками искажений: схему Нортона (рис. 1) или схему Тевенина (рис. 2). К примеру метод, предложенный Н.А. Амелькиной базируется на расчетном методе оценки активной составляющей сопротивления искажений, использующем схему Тевенина.

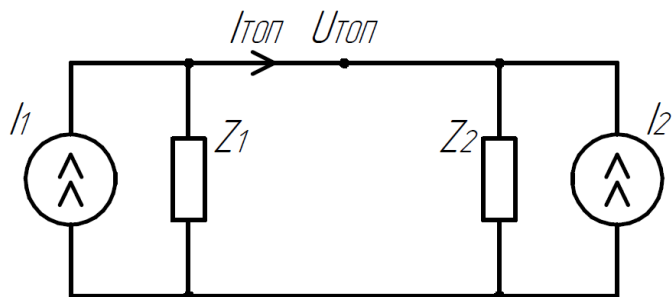


Рис. 1. Эквивалентная схема Нортона

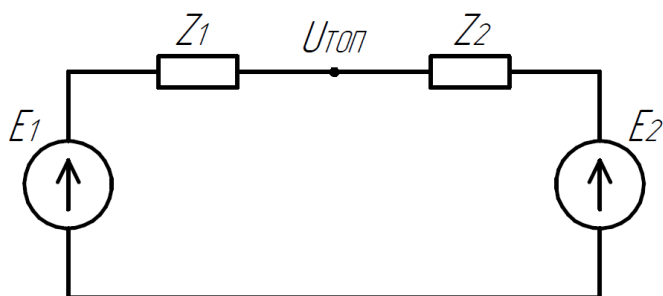


Рис. 2. Эквивалентная схема Тевенина

Обе схемы представлены для двух ветвей, соединяющихся в точке общего присоединения (ТОП). При необходимости число ветвей может быть увеличено до  $n$ , где  $n$  – количество потребителей, подключенных к исследуемой ТОП.

Методы, основанные на активных экспериментах, обеспечивают высокую точность, но их принципиальным недостатком является необходимость вмешательства в рабочий режим сети, что зачастую недопустимо или невозможно в реальных условиях эксплуатации.

## III. ПАССИВНЫЕ МЕТОДЫ

Пассивные методы, напротив, не требуют вмешательства в работу сети и основаны на анализе данных измерений ее установившегося режима. К ним относятся: метод оценки проводимости искажений, метод оценки активной составляющей сопротивления искажений, метод баланса искажающих мощностей, метод построения зависимости уровня искажений от нагрузки потребителя и другие алгоритмы, использующие информацию с точек учета.

Метод построения зависимости уровня искажений от нагрузки потребителя рассматривает сеть как «черный ящик», наблюдая за динамикой изменения ПКЭ в точке общего присоединения. Данный метод также не учитывает изменения во внешней сети.

Долгое время наиболее перспективным считался метод баланса искажающих мощностей: источник искажений определяется по знаку и величине активной составляющей вторичной мощности ( $S_2$ ) [4, 5]. У методов, основанных на анализе вторичной мощности выявлен ряд недостатков: измеренные значения вторичных мощностей определяются кумулятивной работой всех потребителей, что искажает результаты, а также метод может давать неверные результаты, если искажения от сети значительно превышают искажения от потребителей в ТОП [6].

Метод оценки проводимости искажений и метод оценки активной составляющей сопротивления искажений основаны на расчетах с применением схем замещения Тевенина и Нортона соответственно. Одним из ключевых недостатков этих методов является необходимость определить, является ли рассматриваемый потребитель источником искажений или его можно рассматривать как пассивное сопротивление [7].

Для решения этого вопроса Д.В. Дворкиным предложена методика повышения наблюдаемости системы [6]. Она решает ряд проблем, но требует допущений, которые создают погрешность при измерениях.

#### IV. ПРАКТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ ИСКАЖЕНИЯ

Для практического исследования методов определения источников несимметрии в точке общего присоединения были проведены два набора экспериментов: модельный и физический.

Обобщенная схема экспериментов приведена на рис. 3. Рассмотрены 4 потребителя: симметричный потребитель

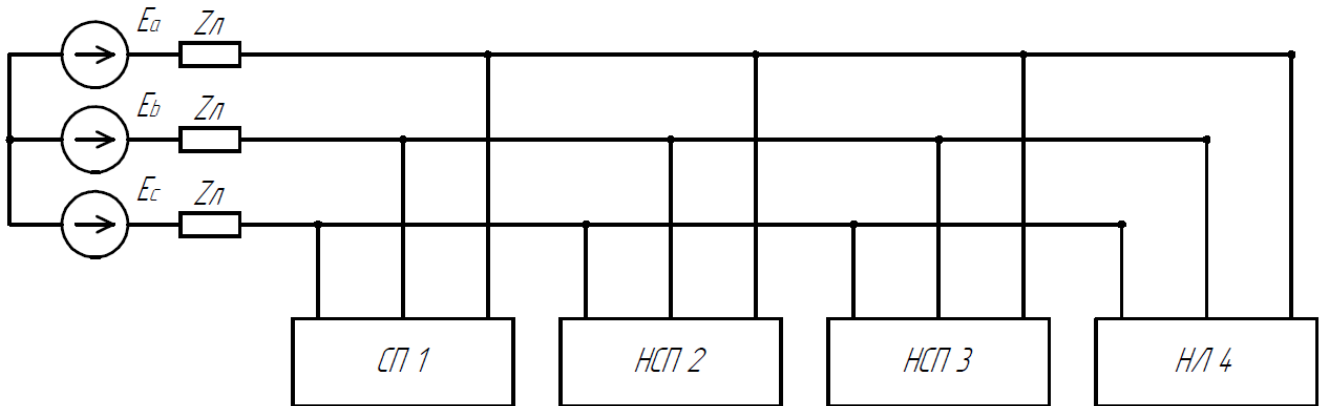


Рис. 3. Обобщенная схема экспериментов

Для набора модельных экспериментов, проведенных в программе Matlab Simulink, разработана схема, представленная на рис. 4.

Источники ЭДС ( $E_a, E_b$  и  $E_c$ ) представлены программируемыми источниками напряжения, которые можно изменять как по фазе, так и по амплитуде, что позволяет смоделировать различные сценарии искажения выше ТОП.

Симметричный и несимметричные потребители представлены в виде простых RL-соединений. У несимметричных потребителей на одной из фаз задается завышенное относительно двух других значение сопротивления.

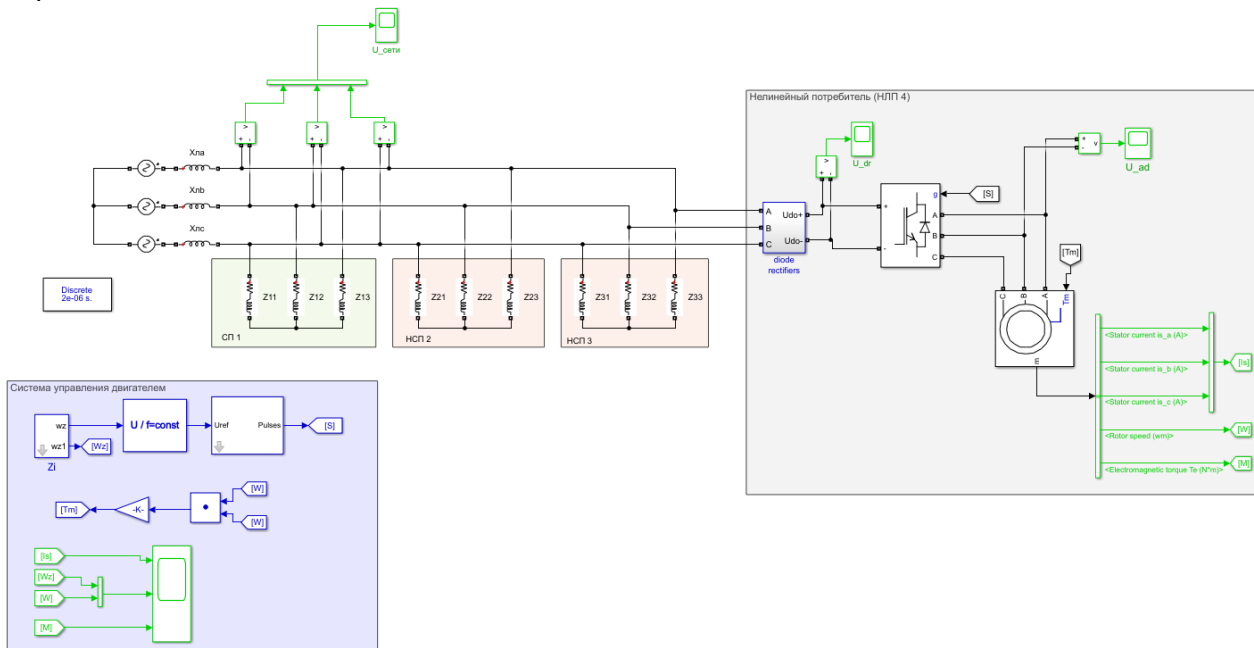


Рис. 4. Схема экспериментов в ПО Matlab Simulink

(СП 1), два несимметричных потребителя (НСП 2 и НСП 3) и нелинейный потребитель (НЛ 4).

Симметричный и несимметричные двигатели представлены сопротивлениями, а нелинейный потребитель – асинхронным двигателем с преобразователем частоты.

Источники напряжения ( $E_a, E_b$  и  $E_c$ ) и сопротивления линии ( $Z_L$ ) представляют собой сеть выше ТОП. Потребители подключены к ТОП.

Нелинейный потребитель представлен в виде асинхронного двигателя, питаемого преобразователем частоты. Для него реализована система управления, позволяющая задавать ряд параметров: скорость и время разгона и торможения, скорость установившегося режима. Двигатель работает на вентиляторную нагрузку.

Наличие в схеме нелинейного потребителя позволяет выявить влияние нелинейности на общую несимметрию, а также оценить корректность работы методов по определению вклада потребителей в общую несимметрию при наличии в схеме нелинейных потребителей.

Физические эксперименты выполнялись на базе лабораторий Санкт-Петербургского горного университета. В них также использовалось 4 потребителя.

Для изменения параметров сети выше ТОП применялся автотрансформатор на одной из фаз. Таким образом, в физических экспериментах изменялась только амплитуда одной из фаз питающей сети. Угол сдвига фаз между напряжениями питающей сети оставался неизменным.

Измерения производились при помощи двухканального Fluke 125В. Полоса пропускания такого устройства – 40 МГц. Прибор может использоваться не только для измерения сигналов тока и напряжения, но и для измерения гармоник и других искажений, контроля качества электроэнергии.

В практической части работы проверены перечисленные в теоретической части методы, как активные (инвазивные), так и пассивные (неинвазивные).

## V. РЕЗУЛЬТАТЫ

В результате теоретических и практических исследований установлено, что все существующие методы определения вклада потребителей в общую несимметрию системы имеют как свои преимущества, так и свои недостатки.

К ключевым недостаткам относятся необходимость изменения топологии сети при активных экспериментах, что может оказывать влияние на искажение результатов, и необходимость большого количества данных о системе для пассивных методов измерения.

Наиболее перспективными с точки зрения точности определения вклада потребителей в общую несимметрию и возможности оптимизации количества входных данных являются методы, использующие оценку активной составляющей сопротивления и проводимости искажений.

## VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, задача определения вклада потребителей в несимметрию и поиска источника искажений остается актуальной. Ее решение необходимо

для создания системы объективного учета искажающих воздействий.

Наиболее перспективной основой для такой системы представляются методы, основанные на оценке активной составляющей сопротивления искажений и проводимости искажений.

Отдельно стоит отметить, что в зарубежной литературе для повышения точности оценки сопротивления (проводимости) искажений предлагается использовать метод анализа независимых компонент (ICA). Данный метод также открывает перспективы для решения задачи определения долевого вклада отдельных потребителей в общую несимметрию в точке общего присоединения.

## Список литературы

- [1] Амелькина Н.А. Разработка методики определения фактического вклада несимметричных потребителей в общий уровень несимметрии в точке общего присоединения: дис. канд. тех. наук: 05.09.03. - М., 2005. - 113 с.
- [2] Васильев Е.И. Определение фактического вклада потребителей и системы в несинусоидальность напряжения на основе активных экспериментов: дис. канд. тех. наук: 05.09.03. - М., 2008. - 178 с.
- [3] Sun, Y.; Li, P.; Li, S.; Zhang, L. Contribution Determination for Multiple Unbalanced Sources at the Point of Common Coupling. *Energies* 2017, 10, 171. <https://doi.org/10.3390/en10020171>.
- [4] Костюков, Д. А. Оценка долевого вклада потребителя в несимметрию напряжений по обратной последовательности в сетях с изолированной нейтралью / Д. А. Костюков, А. В. Петров, А. Е. Куц // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. – 2018. – № 5(68). – С. 7-18. – DOI 10.37493/2307-907X-2018-68-5-7-18. – EDN VTMGJQ.
- [5] Костюков, Д. А. Оценка вклада потребителя в несимметрию напряжений по нулевой последовательности в точке общего присоединения / Д. А. Костюков // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. – 2018. – № 6(69). – С. 24-34. – DOI 10.37493/2307-907X-2018-69-6-24-34. – EDN YWPRNJ.
- [6] Дворкин Д.В. Методика поиска источников несимметрии напряжения в точке общего присоединения подстанции и оценки их фактического влияния: дис. канд. тех. наук: 05.14.02. - М., 2018. - 195 с.
- [7] Moraes, M.A.; Brito, V.H.F.; de Oliveira, J.C. An Approach for Determining Voltage Imbalance Contributions Based on Complex Independent Component Analysis. *Energies* 2022, 15, 7014. <https://doi.org/10.3390/en15197014>

# АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОНЦЕВЫХ КАБЕЛЬНЫХ МУФТ 110–220 КВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА: АНАЛИЗ ПРИЧИН ПОВРЕЖДЕНИЙ И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ НАДЁЖНОСТИ

Гвоздев Д.Б.<sup>1</sup>, Киселев А.Ю.<sup>2</sup>, Охлопков М.Н.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ПАО «Россети Московский регион», <sup>2</sup>Филиал ПАО Россети – Якутское предприятие магистральных электрических сетей  
<sup>1</sup>Москва, <sup>2</sup>Якутск, Россия  
e-mail: maksimohlopkov@yandex.ru

## Аннотация

**Состояние вопроса:** В статье рассматриваются проблемы эксплуатации концевых кабельных муфт 110–220 кВ в условиях Крайнего Севера на примере Республики Саха (Якутия). Анализируются причины частых повреждений муфт с жидким диэлектриком при экстремально низких температурах (до  $-60^{\circ}\text{C}$ ) и резких температурных перепадах.

**Материалы и методы:** Объектами исследования служили образцы бывших в эксплуатации отрезков силовых кабелей, в частности, изоляция и оболочка из сшитого полиэтилена (СПЭ) кабелей марок: ПвПу2гж 1×400/225-127/220, ПвПу2г - 1×240/95-64/110, ПвПу2г - 1×185/95-64/110, ПвПу2гж 1×630/150-64/110; стресс-конус из этиленпропиленового каучука (ЭПДМ) и силиконового каучука (СК); размер образцов составлял  $(5 \times 5 \pm 0,3)$  мм. Термические исследования проводились на термомеханическом анализаторе TMA-60 (Shimadzu, Япония) в соответствии с ГОСТ 32618.2-2014 Пластмассы. Термомеханический анализ (ТМА). Часть 2. Определение коэффициента линейного теплового расширения и температуры стеклования.

**Результаты:** Установлено, что основной причиной пробоев концевых муфт является нарушение распределения электрического поля на границе токоведущей жилы и изоляции из-за термической деформации стресс-конуса вследствие существенного различия коэффициентов температурного расширения применяемых в кабельной системе материалов.

**Выводы:** Предложены технические решения, включающие модификацию конструкции муфт с подогревом или их размещение в отапливаемых энергоэффективных сооружениях.

**Ключевые слова:** кабельные, кабельно-воздушные ЛЭП, концевая кабельная муфта, кабельная система, электрическая прочность, экстремальные температуры, стресс-конус, пробой изоляции.

## OPERATIONAL EXPERIENCE OF TERMINAL CABLE COUPLINGS 110-220 KV IN THE FAR NORTH: ANALYSIS OF DAMAGE CAUSES AND WAYS TO IMPROVE RELIABILITY

Dmitrii Gvozdev<sup>1</sup>, Artem Kiselev<sup>2</sup>, Maksim Ohlopkov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>PJSC ROSSETI Moscow Region, <sup>2</sup>Branch of PJSC ROSSETI – Yakutsk Enterprise of Main Electric Networks  
<sup>1</sup>Moscow, <sup>2</sup>Yakutsk, Russia  
e-mail: maksimohlopkov@yandex.ru

## Abstract

**Background:** The article discusses the problems of operation of 110-220 kV terminal cable couplings in the Far North using the example of the Republic of Sakha (Yakutia). The causes of frequent damage to couplings with a liquid dielectric at extremely low temperatures (up to  $-60^{\circ}\text{C}$ ) and sudden temperature fluctuations are analyzed.

**Materials and methods:** The objects of the study were samples of used sections of power cables, in particular, insulation and sheath of cross-linked polyethylene (PE) cables of the following brands: PVPU2GZH 1×400/225-127/220, PvPu2g - 1×240/95-64/110, PvPu2g - 1×185/95-64/110, PVPU2GZH 1×630/150-64/110; stress cone made of ethylene propylene rubber (EPDM) and silicone rubber (SC); the size of the samples was  $(5 \times 5 \pm 0.3)$  mm. Thermal studies were performed on a thermomechanical analyzer TMA-60 (Shimadzu, Japan) in accordance with GOST 32618.2-2014 Plastics. Thermomechanical analysis (TMA). Part 2. Determination of the coefficient of linear thermal expansion and glass transition temperature.

**Results:** It has been established that the main cause of breakdowns is a violation of the distribution of the electric field at the boundary of the conductor and insulation due to thermal deformation of the stress cone.

**Conclusions:** Technical solutions are proposed, including modification of the design of heated couplings or their placement in heated energy-efficient structures.

**Key words:** overhead cable lines, terminal cable coupling, electrical strength, extreme temperatures, stress cone, insulation breakdown.

## I. ВВЕДЕНИЕ

Кабельно-воздушные и кабельные линии электропередачи (ЛЭП) широко применяются в энергосистемах, особенно в условиях плотной городской застройки и сложного рельефа. Однако в регионах с экстремальным климатом, таких как Крайний Север, эксплуатация высоковольтных кабельных муфт сопровождается повышенным риском повреждений.

В энергосистеме Республики Саха (Якутия) протяженность линий электропередачи напряжением 110 кВ составляет по цепям 3350 км, напряжением 220 кВ – 7929 км, из которых семь кабельно-воздушных линий напряжением 220 кВ и семь кабельно-воздушных линий напряжением 110 кВ. Кроме того, на двух электроподстанциях (далее – ПС) с сооруженными КРУЭ используются кабельные линии напряжением 110-220 кВ между РУ и таким оборудованием, как (авто)трансформаторы и управляемые шунтирующие реакторы.

В условиях совместного применения кабельных и воздушных линий электропередачи использование концевых кабельных муфт неизбежно. Базовая конструкция концевых муфт последнего поколения состоит из композитного полого корпуса и силиконового стресс-конуса, устанавливаемого на изоляцию кабеля. Оставшийся объем обычно заполняется силиконовым масляным компаундом [1] или полибутиленом (индополом), наиболее экологически чистыми среди альтернативных изоляционных материалов. Основными преимуществами этой конструкции являются простота применения в широком диапазоне кабелей различных размеров и типов, а также возможность адаптации к условиям эксплуатации и механическим требованиям любой установки [2].

В Республике Саха (Якутия) температура зимой может опускаться до  $-60^{\circ}\text{C}$  с резкими суточными колебаниями до

$-35^{\circ}\text{C}$  (рис. 1), что приводит к деградации изоляционных материалов и нарушению работы концевых муфт. В период 2021–2023 гг. зафиксировано несколько аварийных отключений (Таблица I.), связанных с пробоями муфт 110–220 кВ, что ставит под угрозу надежность электроснабжения.

Таблица I. СТАТИСТИКА ПОВРЕЖДЕНИЙ КОНЦЕВЫХ КАБЕЛЬНЫХ МУФТ, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

№	Класс напряжения, кВ	Год ввода в работу	Год повреждения	Количество поврежденных муфт, шт
1.	110	2018	2021	4
2.	110	2018	2022	1
3.	110	2018	2023	6
4.	220	2014	2022	4
5.	220	2014	2023	1
6.	220	2022	2023	3
7.	Всего			19

Цель исследования – анализ причин повреждений концевых муфт в условиях Крайнего Севера и разработка технических решений для повышения их надежности.

## II. АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПРОБЛЕМ

Наиболее распространенными причинами повреждений кабельных муфт могут являться недостатки их конструкций, попадание внешних загрязнений в разрядный промежуток и недостаток монтажа [3]. В обзорах СИГРЭ отмечена большая повреждаемость концевых муфт в сравнении с соединительными (различие более чем на 50%) [4]. В связи с чем в последнее десятилетие внимание исследователей направлено на изучение недостатков конструкций кабельных муфт, в том числе концевых [5].

Достаточно подробно существующие конструкции концевых кабельных муфт изложены в [6]. Здесь же отмечено, что для северных регионов РФ эксплуатация кабельных муфт маслонаполненного исполнения является серьезной проблемой.

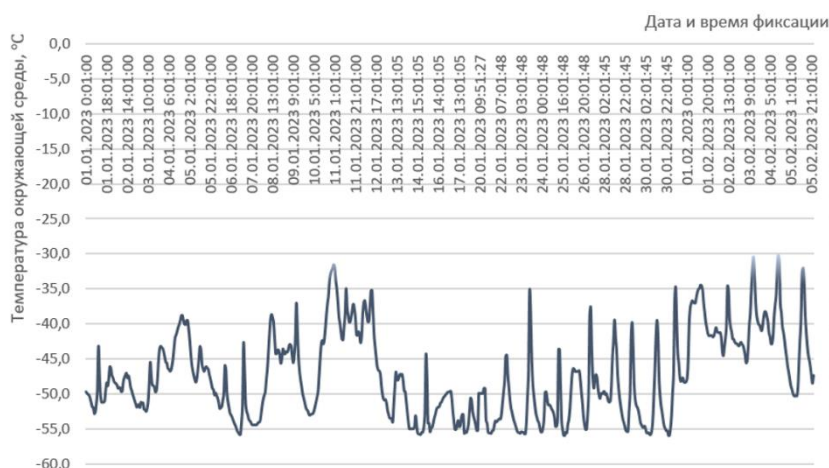


Рис. 1. Ход температуры окружающей среды с 01.01.2023 по 05.02.2023 в п. Майя (Якутия)

Концевые муфты с жидким диэлектриком, применяемые в Якутии, не рассчитаны на длительное воздействие сверхнизких температур. Исследования показали, что при  $-50^{\circ}\text{C}$  и ниже происходят следующие процессы:

- изменение вязкости диэлектрика, приводящее к ухудшению изоляционных свойств, в ряде случаев – к его затвердеванию;
- термическая деформация стресс-конуса из-за разницы коэффициентов теплового расширения силикона и сшитого полиэтилена;
- снижение давления изоляции на границе раздела материалов стресс-конуса и изоляции кабеля из сшитого полиэтилена, что увеличивает риск частичных разрядов.

Анализ поврежденных кабельных систем (рис. 2, 3) и данные литературных источников [7-11] позволили установить, что пробой происходит на границе токоведущей жилы и основной изоляции в месте установки стресс-конуса.

Это связано с:

1. нарушением распределения напряженности электрического поля из-за деформации стресс-конуса.
2. образованием механических напряжений в полимерных материалах при резких температурных перепадах.
3. локализацией разрядов в зоне ослабленного контакта между изоляцией кабеля из СПЭ и стресс-конусом.

Экспериментальные исследования [9] подтвердили, что при  $-40^{\circ}\text{C}$  электрическая прочность изоляции снижается на 20–30% по сравнению с нормальными условиями.

В ходе исследования были определены коэффициенты температурного линейного расширения материалов силовых кабелей (изоляция из сшитого полиэтилена) и материалов стресс-конусов на анализаторе ТМА-60 (Shimadzu, Япония), а также установлено следующее.

Основной дестабилизирующей причиной повреждения кабельных муфт при эксплуатации в условиях отрицательных температур является несоответствие коэффициентов термического расширения используемых материалов. В температурном диапазоне от  $-80$  до  $+40^{\circ}\text{C}$  такие элементы, как силиконовый стресс-конус ( $385 \times 10^{-6} \text{ K}^{-1}$ ), ЭПДМ стресс-конус ( $337 \times 10^{-6} \text{ K}^{-1}$ ) и дефлектор ( $368 \times 10^{-6} \text{ K}^{-1}$ ), расширяются и сжимаются значительно сильнее, чем изоляция из сшитого полиэтилена, чей коэффициент составляет всего от  $99,45 \times 10^{-6} \text{ K}^{-1}$  до  $109,33 \times 10^{-6} \text{ K}^{-1}$ . Эта разница приводит к возникновению зон с локально высокой концентрацией механических напряжений при каждом температурном переходе.

Особую угрозу создает комбинация остаточных дефектов, таких как микротрещины и воздушные включения, которые образуются при глубоком охлаждении, с резким ростом проводимости и активизацией частичных разрядов при последующем нагреве. Главная же причина снижения электрической прочности на границе раздела «стресс-конус – дефлектор – изоляция из СПЭ» кроется в разной тепловой инерции материалов. Силиконовый или ЭПДМ конус нагревается и расширяется в объеме гораздо быстрее, чем полиэтиленовая изоляция. Опережающая термическая деформация конуса вызывает его неравномерное отставание от изоляции кабеля, что и порождает микрополости, заполненные воздухом. Именно эти ослабленные зоны становятся очагами частичных разрядов, которые, развиваясь, в конечном итоге приводят к пробое изоляции и повреждению муфты.

### III. ПРЕДЛАГАЕМЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

Для повышения устойчивости муфт к низким температурам предлагается:

- использование композитных материалов с близкими коэффициентами теплового расширения.
- встроенный подогрев муфты с автоматической терморегуляцией [12].
- применение диэлектриков с высокой морозостойкостью.



Рис. 2. Поврежденная кабельная система 110 кВ после эксплуатации при  $-55^{\circ}\text{C}$  (слева – следы повреждения экрана, изоляции и оболочки кабеля, справа – поврежденная муфта изнутри)

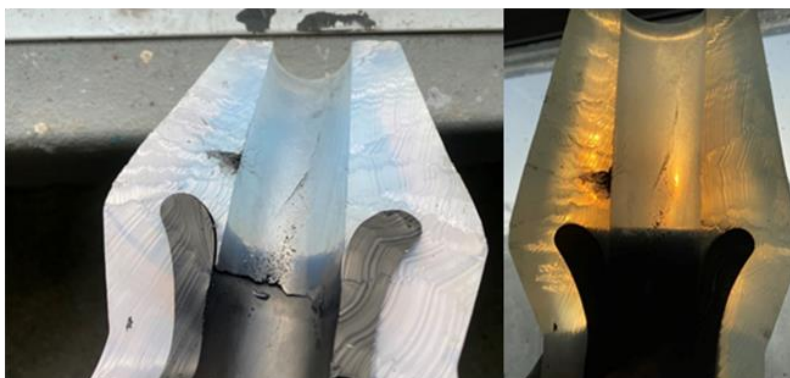


Рис. 3. Поврежденный стресс-конус концевой муфты 110 кВ после эксплуатации при  $-55^{\circ}\text{C}$  в разрезе

В наиболее критичных условиях (например, при  $-60^{\circ}\text{C}$ ) возможно:

- размещение муфт в отапливаемых сооружениях с поддержанием температуры не ниже  $+5^{\circ}\text{C}$  [13, 14].
- использование термоизолированных кабельных коробов с активным обогревом [13, 14].

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный анализ показал, что основной причиной повреждений концевых муфт 110–220 кВ в Якутии является снижение электрической прочности на границе раздела «стресс-конус – дефлектор – изоляция из СПЭ». Опережающая термическая деформация стресс-конуса (СК/ЭПДМ) относительно кабельной изоляции из СПЭ инициирует образование дефектных зон в виде воздушных микрополостей. Данные зоны служат концентраторами частичных разрядов, прогрессирование которых обуславливает пробой изоляции и выход муфты из строя. Для повышения надежности необходимо:

1. усовершенствовать конструкцию муфт с учетом температурных деформаций.
2. интегрировать в муфты системы активного терморегулирования.
3. рассмотреть вариант размещения муфт в отапливаемых сооружениях.

Дальнейшие исследования должны быть направлены на испытания новых материалов и разработку стандартов для арктических условий, а также методик испытаний кабельных систем на устойчивость к экстремально низким температурам, в том числе с проверкой на совместимость применяемых изоляционных материалов.

#### Список литературы

[1] Пиллинг Ю., Хайм Клаус-Дитер, Бэрш Р. Силикон для кабельной арматуры. Преимущества — в химических особенностях // *Новости Электротехники*. — 2004. — № 4 (28). — URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2004/28/11.php>.

[2] Explosion-Resistant Cable Terminations // *Enriching Technical Knowledge of T&D Professionals*. INMR. — URL: <https://www.inmr.com/explosion-resistant-cable-terminations>.

[3] Комплексный подход к исследованию повреждений муфт силовых кабелей высокого напряжения // С.С. Ветлугаев и др. // *Кабели и провода*. - №1 (362), 2017. С.8-14.

[4] Исследование причин повреждения в сетях РФ арматуры силовых кабелей высокого напряжения // С.С. Ветлугаев, А.А. Крючков, Л.Е. Макаров и др. // *Энергия единой сети* №1 (30), 2017. С.30-36. — URL: [https://энергия-единой-сети.рф/wp-content/uploads/2017/02/06\\_vetlugaev-ntc\\_ees\\_1\\_30.pdf](https://энергия-единой-сети.рф/wp-content/uploads/2017/02/06_vetlugaev-ntc_ees_1_30.pdf).

[5] Диагностика муфт для КЛ с полиэтиленовой изоляцией. Подходы и критерии / Славинский А.З. и др. // *Новости ЭлектроТехники*. — № 3(123), 2020. С.36-41. — URL: [http://news.elteh.ru/pics/123/Net\\_123\\_36\\_41\\_Slavinsky.pdf](http://news.elteh.ru/pics/123/Net_123_36_41_Slavinsky.pdf).

[6] Славинский А.З., Филиппов А.А. Концепция, разработка и производство концевых муфт сухого исполнения 220 кВ // *Электроэнергия. Передача и распределение*. - № 1(82), 2024. С.82-87. — URL: <https://eepir.ru/article/koncepciya-razrabotka-i-nbsp-proizvodstvo-konevnyh-muft-suhogo-ispolneniya-220-nbsp-kv/>

[7] Исследование электрической прочности высоковольтных муфт при воздействии низких температур // *Электроэнергия. Передача и распределение*. — № 6(87), 2024. С.84-88. — URL: <https://eepir.ru/article/issledovanie-elektricheskoy-prochnosti-vysoko-voltnyh-kabelnyh-muft-pri-vozdeystvii-nizkih-temperatur/>.

[8] Zhang, Jing & Wang, Wei & Cheng, Lin & Wang, Haoming & Liu, Jiping. (2019). Breakdown mechanism Analysis of Silicone Oil Flocculation in XLPE Cable Terminations. *Journal of Physics: Conference Series*. — URL: [https://www.researchgate.net/publication/331902486\\_Breakdown\\_mechanism\\_Analysis\\_of\\_Silicone\\_Oil\\_Flocculation\\_in\\_XLPE\\_Cable\\_Terminations](https://www.researchgate.net/publication/331902486_Breakdown_mechanism_Analysis_of_Silicone_Oil_Flocculation_in_XLPE_Cable_Terminations). DOI: 10.1088/1742-6596/1176/6/062065.

[9] Zhang, J. & Li, Z. & Wang, W. (2014). Influence of stress cone location on the electric field distribution in HV cable terminal under impulse voltage. — URL: [https://www.researchgate.net/publication/290595060\\_Influence\\_of\\_stress\\_cone\\_location\\_on\\_the\\_electric\\_field\\_distribution\\_in\\_HV\\_cable\\_terminal\\_under\\_impulse\\_voltage](https://www.researchgate.net/publication/290595060_Influence_of_stress_cone_location_on_the_electric_field_distribution_in_HV_cable_terminal_under_impulse_voltage).

[10] Mauseth, Frank & Hvidsten, Sverre & Birkenes, Geir. (2012). Water Ingress in High-Voltage Cross-Linked Polyethylene (XLPE) Cable Terminations. *Electrical Insulation Magazine*, IEEE.

[11] Киселев А.Ю., Львов А.П. Об опыте эксплуатации концевых кабельных муфт напряжением 110-220 кВ в условиях Крайнего Севера // *Электрические станции*. — № 4, 2025. С.25-35.

[12] Скорик В.Г., Киселев А.Ю. Концевая кабельная муфта наружной установки: пат. 236769 Рос. Федерация № 2025109762; заявл. 15.04.2025; опубл. 21.08.2025 Бюл. № 24. 6 с.

[13] Куштапин А.В., Львов А.П., Киселев А.Ю., Пинчуков П.С. Повышение надежности магистральных энергетических объектов на Дальнем Востоке в условиях Крайнего Севера // *Энергия единой сети*, 2025, № 2 (77), С.74–78.

[14] Львов А.П., Киселев А.Ю. Влияние особенностей изменения климата Республики Саха (Якутия) на эксплуатацию магистральных энергообъектов // *Электроэнергия. Передача и распределение*. — Ежеквартальный спецвыпуск № 2(37), июнь 2025. С.14-18.

# ПРИМЕНЕНИЕ МАРКОВСКИХ СЛУЧАЙНЫХ ПРОЦЕССОВ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Иксанова Р.Р., Тюгаева Э.А., Складчиков А.А.

Филиал ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет» в г. Новокуйбышевске  
Новокуйбышевск, Россия  
e-mail: Iksanovaregina17@gmail.com

## Аннотация

**Состояние вопроса:** Существующие методы оценки надежности силовых трансформаторов часто носят фрагментарный характер и не позволяют выполнять комплексный прогноз их эксплуатационного состояния. Отсутствует системный подход, который бы количественно учитывал вероятности переходов между всеми возможными состояниями трансформатора (работа, различные виды ремонтов, простой, резерв) под влиянием случайных эксплуатационных факторов. Это затрудняет для эксплуатирующих организаций и диспетчерских центров точное планирование ремонтов, достоверный расчет объемов электроснабжения и потерь, а также оценку влияния состояния трансформаторов на устойчивость энергосистемы в контролируемых сечениях. Таким образом, актуальной является разработка математической модели, позволяющей прогнозировать изменения эксплуатационного состояния трансформаторов во времени и получать на этой основе интегрированные показатели их надежности.

**Материалы и методы:** Использовались теория Марковских случайных процессов с непрерывным временем, метод построения графа переходов между эксплуатационными состояниями и численное решение системы дифференциальных уравнений Колмогорова методом Рунге-Кутты в программной среде MathCad.

**Результаты:** Рассмотрены режимы работы силовых трансформаторов в целях оценки эксплуатационного состояния с применением Марковских дискретных случайных процессов с непрерывным временем. Произведено моделирование режимов работы силовых трансформаторов до 250 МВА на основе графа переходов эксплуатационных состояний силового трансформатора с использованием Марковских случайных процессов.

**Выводы:** Определены комплексные показатели оценки надежности силовых трансформаторов до 250 МВА, которые позволяют учитывать состояние силовых трансформаторов в годовом графике ремонтов как эксплуатирующими организациями, так и диспетчерскими центрами, а также позволяет произвести расчеты количества поставок электроэнергии в год, расчеты потерь в трансформаторах в год, оценить влияние эксплуатационного состояния силовых трансформаторов на устойчивость энергосистем (спрогнозировать ремонтную схему в контролируемых сечениях в целях выработки мероприятий по регулированию потоков активной мощности в ЕЭС России).

**Ключевые слова:** силовые трансформаторы, эксплуатационное состояние.

## APPLICATION OF MARKOV RANDOM PROCESSES FOR COMPREHENSIVE RELIABILITY ASSESSMENT OF POWER TRANSFORMERS

Regina Iksanova, Tyugaeva Elina, Alexander Skladchikov  
Branch of Samara State Technical University in Novokuybyshevsk  
Novokuybyshevsk, Russia  
e-mail: Iksanovaregina17@gmail.com

## Abstract

**Background:** Existing methods for assessing the reliability of power transformers are often fragmented and do not allow for a comprehensive forecast of their operational state. There is a lack of a systematic approach that would quantitatively account for the probabilities of transitions between all possible transformer states (operation, various types of repairs, downtime, reserve) under the influence of random operational factors. This makes it difficult for operating and dispatch organizations to accurately plan maintenance, reliably calculate electricity supply volumes and losses, and assess the impact of transformer condition on power system stability, especially when operating in controlled network sections. Thus, the development of a mathematical model capable of predicting changes in the operational state of transformers over time and deriving integrated reliability indicators is a relevant task.

**Materials and methods:** The study utilized the theory of continuous-time Markov random processes, the method of constructing a transition graph between operational states, and the numerical solution of the system of Kolmogorov differential equations using the Runge-Kutta method in the MathCad software environment.

**Results:** The operational modes of power transformers were analyzed to assess their operational state using continuous-time Markov discrete random processes. Simulation of operational modes for power transformers up to 250 MVA was performed based on a transition graph of operational states using Markov random processes.

**Conclusions:** Comprehensive indicators for assessing the reliability of power transformers up to 250 MVA have been determined. These indicators allow both operating organizations and dispatch centers to account for the condition of power transformers in the annual maintenance schedule. Furthermore, they enable the calculation of annual electricity supply volumes, annual transformer losses, and the assessment of the impact of power transformers' operational state on power system stability (forecasting maintenance scenarios in controlled sections to develop measures for regulating active power flows in the Unified Energy System of Russia).

**Key words:** power transformers, operational state.

## I. ВВЕДЕНИЕ

Марковские случайные процессы с дискретным временем служат эффективным инструментом для оценки эксплуатационной готовности сложных технических систем [1]. Ключевое преимущество этого подхода заключается в том, что он позволяет описывать возникновение случайных событий через вероятности переходов между состояниями системы. При этом будущее поведение системы зависит только от её текущего состояния и не зависит от предыстории — это кардинально упрощает модель и расчеты. В частности, применим их для комплексной оценки надежности силовых трансформаторов [2].

Под эксплуатационной готовностью трансформатора понимается его состояние, при котором он способен работать в номинальном режиме без превышения допустимых нагрузок по току, температуре и иным технологическим параметрам. Данная характеристика формируется на основе трёх ключевых свойств: безотказности, долговечности и ремонтпригодности. Количественную оценку готовности проводят с помощью комплексных показателей надежности, одним из которых является коэффициент технического использования.

## II. КОМПЛЕКСНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ

Коэффициент технического использования  $K_{ТИ}$  — это отношение времени работы трансформатора к суммарной продолжительности его жизненного цикла, отсчитываемой с момента ввода в эксплуатацию. В расчёт общего времени цикла включаются все периоды простоя: нахождение в резерве, вынужденные простои, а также все виды ремонтов (плановые, внеплановые и аварийные):

$$K_{ТИ} = \frac{T_0}{T_0 + T_B + T_P} \approx 1 - \omega T_B - \varphi T_P \quad (1)$$

где  $T_0$  — продолжительность пребывания трансформатора в работе (время эксплуатационной готовности);

$T_B$  — продолжительность восстановления трансформатора;

$T_P$  — продолжительность ремонта трансформатора;

$\omega$  — параметр потока отказов трансформатора;

$\varphi$  — периодичность плановых ремонтов трансформатора.

Коэффициент готовности ( $K_G$ ) показывает вероятность застать трансформатор в рабочем состоянии в случайный момент времени. В расчете не учитываются интервалы, когда оборудование находилось в ремонте.

$$K_G = \frac{T_0}{T_0 + T_B} \approx 1 - \omega T_B \quad (2)$$

Коэффициент простоя трансформатора характеризует долю времени, когда трансформатор не работает из-за аварийных отключений или ремонтов, вызванных отказами как самого трансформатора, так и сопутствующего оборудования (выключателей, устройств РЗА, генераторов, систем шин и т.д.):

$$K_{ПР} = \frac{T_B}{T_0 + T_B} \approx \omega T_B \quad (3)$$

Коэффициент простоя трансформатора при плановых ремонтах:

$$K_{П} = \frac{T_P}{T_0 + T_P} \approx \varphi T_P \quad (4)$$

## III. ГРАФ ПЕРЕХОДОВ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СОСТОЯНИЙ ТРАНСФОРМАТОРА

В рамках оценки комплексных показателей надежности трансформаторов целесообразно использовать модель марковских дискретных случайных процессов с непрерывным временем [2]. Согласно этому подходу, представим трансформаторы, как систему  $S$  с дискретными состояниями  $S_0, S_1, \dots, S_n$ , где каждое состояние соответствует определенному электрическому режиму работы трансформаторов. Переходы между состояниями, вызванные внешними воздействиями и оперативными переключениями (то есть переходными процессами), происходят в случайные моменты времени. Данная модель позволяет анализировать как цепочку сменяющихся состояний, так и хронологию этих переходов.

При формировании годовых и месячных графиков ремонтов эксплуатационным и диспетчерским службам (электростанций, сетевых компаний и крупных потребителей-участников рынка электроэнергии) необходимо учитывать следующие эксплуатационные состояния трансформатора:

$S_0$  – трансформатор в работе, причём без замечаний или дефектов по эксплуатации;

$S_1$  – трансформатор в ремонте (плановом или внеплановом);

$S_2$  – вынужденный простой трансформатора (из-за ремонта устройств РЗА данного трансформатора либо связанного оборудования - выключателя, генератора, системы или секции шин и т.д.);

$S_3$  – аварийный ремонт непосредственного данного трансформатора;

$S_4$  – трансформатор в резерве по режиму энергосистемы либо по условиям работы устройств РЗА прилегающей сети, по условиям снижения потерь и т.п.;

$S_5$  – трансформатор в режиме ВН(СН)/НН, т.е. не в транзите по условиям схемы энергообъекта, обычно это необходимо для питания собственных нужд энергообъекта, к примеру, трехобмоточный автотрансформатор 220/110/10 кВ в режиме 220/10 кВ, по условиям ремонта секции или выключателя 110 кВ,

$S_6$  – трансформатор в консервации.

Можно рассматривать и другие режимы трансформатора, такие как несимметричный или неполнофазный режим трансформатора и другие, но так как эти явления редкие, то мы их не рассматриваем.

В целях интерпретации эксплуатационного состояния трансформатора как Марковского случайного процесса построен граф переходов (рис. 1).

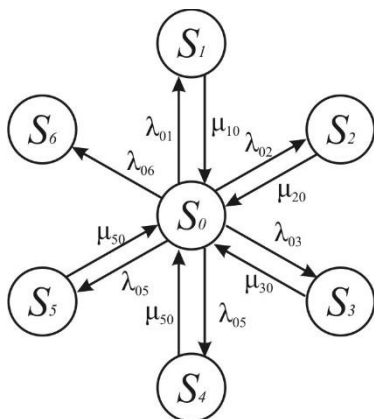


Рис. 1. Граф переходов эксплуатационных состояний силового трансформатора

Каждое состояние  $S_i$  характеризуется количеством дней  $D_i$  в году, которое трансформатор проводит в данном состоянии. Это позволяет оценить вероятность  $P_i$  нахождения трансформатора в  $i$ -м состоянии, рассчитываемую как отношение  $P_i = D_i/D$ , где  $D$  — общее количество дней в году (365).

Для определения вероятностей состояний  $P_0, P_1 \dots P_i, \dots, P_n$ , как функций времени  $t$  в условиях непрерывного

марковского процесса, была составлена система дифференциальных уравнений Колмогорова, представленная в выражении (5).

$$\begin{cases} \frac{dP_0(t)}{dt} = -\sum_{i=1}^n \lambda_{0i} P_0(t) + \sum_{i=1}^{n-1} \mu_{i0} P_i(t); \\ \frac{dP_i(t)}{dt} = \lambda_{0i} P_0(t) - \mu_{i0} P_i(t), \quad i = 1, n-1; \\ \frac{dP_n(t)}{dt} = \lambda_{0n} P_0(t), \end{cases} \quad (5)$$

где  $n = 6$ ,

$\mu_{i0}$  – интенсивность перехода трансформатора из  $i$ -того в нулевое состояние,

$\lambda_{0i}$  – интенсивность перехода трансформатора из нулевого в  $i$ -тое состояние,

$P_i(t)$  – вероятность пребывания трансформатора в  $i$ -том состоянии.

Вероятность пребывания трансформатора в состоянии «работа без замечаний и дефектов»  $P_0(t)$  соответствует коэффициенту технического использования  $K_{ТИ}$ , а сумма вероятностей  $P_0(t) + P_4(t) + P_5(t)$  – коэффициенту готовности  $K_T$ .

Расчёты, выполненные на основе статистики эксплуатации трансформаторов, показывают, что все потоки событий, вызывающие переходы между состояниями, являются пуассоновскими и независимыми либо могут быть сведены к ним на малых интервалах времени с учётом корреляции. Это позволяет сделать вывод, что процесс, протекающий в системе, является марковским, то есть процессом без последействия.

#### IV. ГРАФИК ВРЕМЕННОЙ ЗАВИСИМОСТИ КОЭФФИЦИЕНТА ТЕХНИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ.

Расчёты, выполненные на основе статистики эксплуатации трансформаторов, показывают, что все потоки событий, вызывающие переходы между состояниями, являются пуассоновскими и независимыми либо могут быть сведены к ним на малых интервалах времени с учётом корреляции. Это позволяет сделать вывод, что процесс, протекающий в системе, является марковским, то есть процессом без последействия.

По результатам анализа данных эксплуатации трансформаторов за 45 лет [3] (рассматривались трансформаторы до 250 МВА) были определены средние интенсивности переходов (в сутках):

$\lambda_{01} = 1/365 = 0,00274$  (вывод в ремонт трансформатора 1 раз в 365 суток),

$\lambda_{02} = 1/365 = 0,00274$  (вывод трансформатора для ремонта связанного оборудования также 1 раз в 365 суток),

$\lambda_{03} = 0,000159$  (значение определено на основании вычисления параметра потока отказов трансформатора по закону Вейбулла [3]),

$\lambda_{04} = 1/1095 = 0,0009132$  (такое состояние наблюдается у трансформаторов 1 раз в 3 года или 1095 суток),

$\lambda_{05} = 1/730 = 0,0014$  (данное состояние наблюдается у трансформаторов 1 раз в 2 года или 730 суток),

$\lambda_{06} = 1/16425 = 0,00006194$  (вывод трансформатора в консервацию по истечению срока службы – 45 лет или полный износ, также определено в работе [3]);

$\mu_{10} = 1/14 = 0,07143$  (среднее время пребывания трансформатора в состоянии ремонта  $S_1$  – 14 суток),

$\mu_{20} = 1/0,083 = 12$  (включение трансформатора в работу из ремонта, т.е. время производства переключений в среднем 2 часа или 1/12 суток),

$\mu_{30} = 1/0,083 = 12$  (включение трансформатора в работу из вынужденного простоя, т.е. время производства переключений в среднем аналогично ремонту, т.е. 2 часа или 1/12 суток),

$\mu_{40} = 1/0,02 = 48$  (включение трансформатора в работу из резерва, т.е. время производства переключений в среднем 0,5 часа или 1/24 суток),

$\mu_{50} = 1/0,083 = 12$  (включение трансформатора в работу из режима ВН(СН)/НН, аналогично вводу из резерва, т.е. в среднем 1 час или 1/24 суток).

С помощью программного обеспечения «MathCad» производим решение системы дифференциальных уравнений (5) с помощью метода Рунге-Кутты четвертого порядка и фиксацией шага интегрирования, за который взят 1 год. Получены значения коэффициентов  $K_{ТИ}$  и  $K_{Г}$  на каждый год. График временной зависимости  $K_{ТИ}$  представлен на (рис. 2).

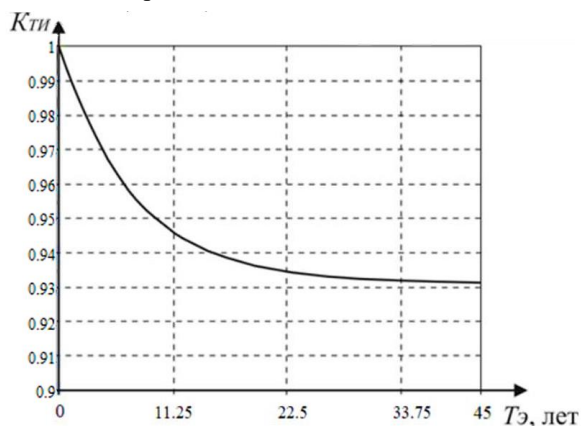


Рис. 2. График временной зависимости коэффициента технического использования  $K_{ТИ}$ .

По окончанию рассматриваемого периода (45 лет) получены следующие результаты:  $K_{ТИ} = 0,935$  и  $K_{Г} = 0,153$ . Подставляем значения  $K_{ТИ}$  и  $K_{Г}$  в уравнения (1) и (2), при этом учитываем период времени 1 год, то есть  $T_0 + T_B + T_P = 365$  дней, определим для силового трансформатора  $T_0 \approx 344$  дней,  $T_B \approx 7$  дней,  $T_P \approx 14$  дней.

Таким образом, в ходе проведенного исследования были рассмотрены режимы работы силовых трансформаторов для оценки их эксплуатационного состояния с применением марковских дискретных процессов с непрерывным временем. Выполнено моделирование режимов работы силовых трансформаторов мощностью до 250 МВА на основе графа переходов между эксплуатационными состояниями с использованием аппарата марковских случайных процессов. Определены комплексные показатели надежности для силовых трансформаторов данной мощности, которые позволяют учитывать их техническое состояние при формировании годовых графиков ремонтов как эксплуатирующими организациями, так и диспетчерскими центрами.

Полученные результаты дают возможность выполнять расчеты годового объема поставок электроэнергии, оценивать годовые потери в трансформаторах и анализировать влияние эксплуатационного состояния оборудования на устойчивость энергосистем. Практическая значимость работы заключается в возможности прогнозирования ремонтных схем в контролируемых сечениях и разработки мероприятий по регулированию перетоков активной мощности в Единой энергосистеме России.

### Список литературы

- [1] Тихонов В. И., Миронов М. А. Марковские процессы. Москва : Советское радио, 1977. - 488 с.
- [2] Складчиков А. А. Оценка надежности и управление рисками технологических нарушений на воздушных линиях электропередачи: автореферат дис. ... кандидата технических наук : 05.14.02 / Чуваш. гос. ун-т им. И.Н. Ульянова. - Чебоксары, 2012. - 21 с.
- [3] Сулейманова Л.М. Повышение эксплуатационных ресурсов силовых трансформаторов при обеспечении электромагнитной совместимости по перенапряжениям : автореферат дис. ... кандидата технических наук : 05.09.03 / Сам. гос. техн. ун-т. - Самара, 2006. - 23 с.

# РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ПРЕДИКТИВНОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ТЕПЛОВИЗИОННОГО КОНТРОЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНТЕРАКТИВНОЙ МОДЕЛИ

Колмаков А.Е.  
Филиал ПАО «Россети» Красноярское ПМЭС  
Красноярск, Россия  
e-mail: andrew.duxa@yandex.ru

## Аннотация

**Состояние вопроса:** Разработка методов диагностики высоковольтного оборудования - ключевая задача в обеспечении безаварийной и бесперебойной работы. Применение предиктивного анализа позволит проводить выявлять дефекты на ранней стадии и проводить более эффективный контроль оборудования.

**Материалы и методы:** При разработке применялась среда разработки Unity, компьютерное моделирование.

**Результаты:** Разработана система анализа на основе интерактивной модели, которая позволяет выполнять диагностику оборудования.

**Выводы:** Предложена методика предиктивного анализа и виртуальная интерактивная модель оборудования для тепловизионного контроля.

**Ключевые слова:** компьютерное моделирование, платформа Unity, тепловизионный контроль.

## DEVELOPMENT OF A PREDICTIVE ANALYSIS SYSTEM FOR THERMAL IMAGING EQUIPMENT MONITORING USING AN INTERACTIVE MODEL

Andrej Kolmakov  
Krasnoyarsk enterprise of main electrical system  
Krasnoyarsk, Russia  
e-mail: andrew.duxa@yandex.ru

## Abstract

**Background:** The development of diagnostic methods for high-voltage equipment is a key task in ensuring trouble-free and uninterrupted operation. The use of predictive analysis will make it possible to identify defects at an early stage and conduct more effective equipment control.

**Materials and Methods:** The Unity development environment, computer modeling were used in the development process.

**Results:** An analysis system has been developed based on an interactive model, which allows for equipment diagnostics.

**Conclusions:** A predictive analysis technique and a virtual interactive model of equipment for thermal imaging control are proposed.

**Key words:** computer modeling, Unity platform, thermal imaging control.

### I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время широко используется тепловизионный контроль, как один из эффективных методов контроля технического состояния электрооборудования и коммутационных аппаратов [1].

Регламент ТВК предусматривает периодическое пребывание тепловизора вблизи оборудования, получение и расшифровку термограмм, выдачу диагностических заключений и формирование протоколов. Большое количество оборудования, различные условия эксплуатации и современные тенденции развития требуют перехода к цифровизации [2].

Активная цифровизация в области диагностики обусловлена не только тем, что существенно ускоряет

идентификацию вновь обнаруживаемых в оборудовании дефектов и повышает её достоверность, но также тем, что увеличивает количество данных для повышения достоверности информации [3].

Перспективным направлением мониторинга технического состояния электрооборудования является активная цифровизация отрасли, в частности, внедрение технологий компьютерного моделирования.

В данной статье предложена система предиктивного анализа с использованием интерактивной модели.

### II. РАЗРАБОТКА

В качестве платформы для разработки имитационной модели используется программа Unity. Данная платформа

имеет широкие возможности при моделировании, визуализации и работе с данными. С помощью данной платформы можно проектировать различные интерфейсы взаимодействия, визуализировать процессы.

Разрабатываемая модель имеет высокий уровень абстракции, легкую расширяемость, что позволяет легко добавить различные виды оборудования, дополнительные измерения, условия.

### III. ПРИМЕНЕНИЕ

В программе реализовано применение данной программы на примере разъединителя типа РГ(Н)-СВЭЛ-110 [4]. Входные данные указаны в таблице 1.

Таблица 1. ВХОДНЫЕ ДАННЫЕ РАЗЪЕДИНИТЕЛЯ

Наименование оборудования	Разъединитель
Тип оборудования	РГ(Н)-СВЭЛ-110
Год ввода в эксплуатацию	2020
Нагрузка, А	600
Номинальный ток, А	1000
Дата последнего ремонта	01.03.2023
Сведения о прошлых отчетах	Начальная степень дефекта

На основании входных данных программа определяет наиболее подверженные нагреву узлы оборудования и отображает их на интерактивной модели, которая дает представление о реальном оборудовании, для его дальнейшего контроля.

Результаты работы программы является документирование результатов. Реализован следующий алгоритм:

- По входным данным составляется тепловая карта оборудования.
- Пользователь производит анализ интерактивной модели, сопоставляя полученные данные с реальным оборудованием.
- Программа автоматически выгружает все ключевые данные в таблицу. На основании полученных результатов система генерирует отчет об узле, который включает в себя тепловизионное изображение, описание дефекта, заключение, рекомендуемые действия о техническом состоянии узла.

По результатам обследования сформирован отчет, тепловизионное изображение изображено на рис. 1. Результаты отчета указаны в таблице 2.

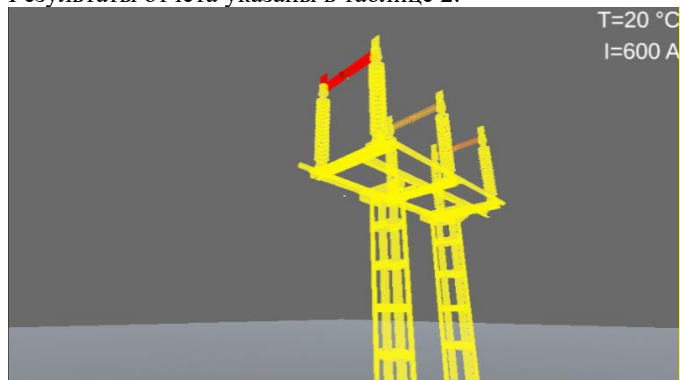


Рис. 1. Термовизионное изображение

Таблица 2. РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕПЛОВИЗИОННОГО КОНТРОЛЯ

Наименование оборудования	Высоковольтный ввод
Тип оборудования	РГ(Н)-СВЭЛ-110
Дата	01.11.2025
Температура воздуха, °С	20
Описание дефекта	Нагрев втычного контактного соединения, аппаратного зажима ф.А.

### IV. ВЫВОДЫ

Разработанная система анализа оборудования обеспечит повышение надежности оборудования и имеет следующие преимущества:

- Повышение надежности оборудования и снижение рисков отказа оборудования за счет постоянного контроля.
- Анализ термического состояния труднодоступных мест.
- Возможность предиктивного анализа технического состояния оборудования подстанций.
- Данная модель может быть интегрирована с АСУ ТП.

### Список литературы

- [1] Шпиганович А.Н., Шпиганович А.А., Петров А.Р., Грачева Е.И. Тепловизионный контроль электрооборудования промышленных предприятий // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2024. Т.26. № 2. С. 68-77. doi:10.30724/1998-9903-2024-26-2-68-77.p
- [2] Левин В.М., Боярова Д.А. Распределенная система предиктивного управления состоянием оборудования электрических сетей по наработке на дефект // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2025. Т. 27. № 3. С. 123 -134. doi: 10.30724/1998-9903-2025-27-3-123-134.T
- [3] В. М. Левин, Управление надежностью и техническим состоянием оборудования в задачах эксплуатации электрических сетей / В. М. Левин, Д. В. Танфильева. – Новосибирск: Издательство НГТУ, 2023. – 240 с.
- [4] Разъединители переменного тока РГ-СВЭЛ-110 кВ и приводы к ним. Руководство по эксплуатации ОЭТ.465.001 РЭ/СВЭЛ – 25 с.

# СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ ОПТИЧЕСКОГО ТРАКТА ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА НА ОСНОВЕ ЭФФЕКТА ФАРАДЕЯ

Ладыгин А.А., Куршев М.Р., Шидов А.Г.  
ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»  
Ставрополь, Россия  
e-mail: aladygin2001@mail.ru

## Аннотация

В работе рассмотрены современные методы повышения температурной стабильности оптических трансформаторов тока, основанных на эффекте Фарадея, с акцентом на твердотельные магнитооптические элементы, такие как кристаллы, керамика и стекло. Проанализированы подходы, основанные на введении постоянного магнитного поля, использовании температурно-зависимых линейных ретардеров, спектральной нормализации AC/DC, двухволновых схемах и применении встроенных температурных датчиков. Показано, что большинство аппаратных методов эффективно компенсируют лишь отдельные механизмы температурного дрейфа и требуют усложнения конструкции оптического тракта. Установлено, что интегральные методы, включая аналитическое моделирование и алгоритмы машинного обучения, позволяют учитывать совокупность температурных эффектов и обеспечивают более высокую точность стабилизации выходного сигнала.

**Состояние вопроса:** Температурная нестабильность магнитооптических материалов остаётся ключевым ограничением точности оптических трансформаторов тока, что требует разработки эффективных методов компенсации.

**Материалы и методы:** Проанализированы существующие методы компенсации температурной погрешности для твердотельных магнитооптических элементов, включая оптические, физические и цифровые подходы.

**Результаты:** Установлено, что локальные методы устраняют лишь отдельные механизмы температурного дрейфа, тогда как интегральные методы обеспечивают более высокую точность в широком диапазоне условий.

**Выводы:** Наиболее перспективным для дальнейших исследований выбран интегральный метод компенсации, обеспечивающий универсальную и высокоточную цифровую стабилизацию измерений.

**Ключевые слова:** оптический измеритель, трансформатор тока, цифровизация, эффект Фарадея, температурная погрешность.

## METHODS FOR INCREASING THE TEMPERATURE STABILITY OF THE OPTICAL PATH OF A CURRENT TRANSFORMER BASED ON THE FARADAY EFFECT

Aleksandr Ladygin, Murat Kurshev, Arsen Shidov  
North Caucasus Federal University  
Stavropol, Russia  
e-mail: aladygin2001@mail.ru

## Abstract

The paper considers modern methods for increasing the temperature stability of optical current transformers based on the Faraday effect, with an emphasis on solid-state magneto-optical elements such as crystals, ceramics and glass. The approaches based on the introduction of a permanent magnetic field, the use of temperature-dependent linear retarders, spectral normalization of AC/DC, two-wave circuits and the use of integrated temperature sensors are analyzed. It is shown that most hardware methods effectively compensate only for individual mechanisms of temperature drift and require a more complex design of the optical path. It is established that integral methods, including analytical modeling and machine learning algorithms, allow taking into account a set of temperature effects and provide higher accuracy of output signal stabilization.

**Background:** The temperature instability of magneto-optical materials remains a key limitation of the accuracy of optical current transformers, which requires the development of effective compensation methods.

**Materials and Methods:** The existing methods of temperature error compensation for solid-state magneto-optical elements, including optical, physical and digital approaches, are analyzed.

**Results:** It is established that local methods eliminate only individual mechanisms of temperature drift, whereas integral methods provide higher accuracy in a wide range of conditions.

**Conclusions:** The integral compensation method, which provides universal and high-precision digital stabilization of measurements, has been chosen as the most promising for further research.

**Key words:** optical meter, current transformer, digitalization, Faraday effect, temperature error.

## I. ВВЕДЕНИЕ

В условиях активной цифровизации электроэнергетики растут требования к точности и стабильности первичных измерительных преобразователей. Оптические трансформаторы тока на основе эффекта Фарадея предлагают ряд преимуществ по сравнению с классическими электромагнитными ТТ, включая высокий динамический диапазон, отсутствие насыщения и прямую интеграцию в цифровые системы. Однако их широкое применение затруднено высокой стоимостью, недостаточной нормативной базой и чувствительностью оптического тракта к внешним воздействиям, особенно к температурным изменениям.

В связи с этим особую актуальность приобретает изучение и разработка методов повышения температурной стабильности оптических трансформаторов тока. Настоящая статья посвящена анализу наиболее распространённых подходов, направленных на минимизацию температурной погрешности и повышение точности измерений в широком диапазоне эксплуатационных условий. Данный материал является продолжением исследований, направленных на разработку трансформатора тока на основе магнитооптических кристаллов, поэтому выбор методов для данной статьи производился с расчетом на применимость в оптических трактах, где активным элементом выступает объёмный магнитооптический элемент вроде кристалла, керамики и т.д. При этом все методы применимы и к классическому исполнению с активным элементом в виде оптического волокна.

## II. ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ТЕМПЕРАТУРНОЙ КОМПЕНСАЦИИ

### A. Использование постоянного магнитного поля

Метод компенсации температурных эффектов, основанный на введении контролируемого постоянного магнитного поля в часть оптического пути, направлен на стабилизацию оптической точки покоя и снижение влияния температурного дрейфа постоянной Верде. Поскольку угол поворота зависит от температуры, выходной сигнал датчика изменяется даже при неизменном внешнем магнитном поле. Добавление участка с известным постоянным магнитным полем позволяет превращать эти изменения в контролируемый дрейф постоянной составляющей выходного сигнала, что делает температурную нестабильность наблюдаемой. Фиксация изменений уровня сигнала даёт возможность ввести контур обратной связи, который регулирует величину управляющего магнитного поля и возвращает рабочую точку оптической характеристики в оптимальный режим, компенсируя тем самым температурные сдвиги [1].

Восстановление точки покоя по постоянному уровню сигнала позволяет поддерживать стабильную чувствительность датчика при изменении температуры, однако делает невозможным измерение постоянных магнитных полей, поскольку используемое управляющее поле накладывается на реальное измеряемое воздействие и не может быть отделено от него. Само наличие

постоянного магнитного смещения становится источником систематической погрешности, поэтому метод применяется преимущественно в измерительных схемах переменного тока, где постоянная составляющая не играет роли, а важна стабильность чувствительности при температурных изменениях.

В работе [2] применение данного подхода позволило снизить максимальную относительную погрешность до уровня около  $\pm 2\%$  в диапазоне температур от  $-20^\circ\text{C}$  до  $+60^\circ\text{C}$ , а при дополнительном учёте и коррекции нелинейности характеристики датчика удалось достичь погрешности, не превышающей  $\pm 1\%$ .

### B. Применение линейного ретардера

- Использование температурно-зависимого линейного ретардера в оптическом тракте основано на том, что величина двулучепреломления выбранного элемента изменяется с температурой предсказуемым образом, что приводит к соответствующему изменению оптической задержки между ортогональными компонентами поляризации [3, 4]. Так как ретардер размещается в головке датчика, его фазовое замедление можно рассматривать как внутренний индикатор температуры. Измеряя величину этой задержки, получают текущее значение температуры чувствительного элемента и, зная температурную зависимость постоянной Верде, корректируют угол поворота поляризации, компенсируя тем самым температурный дрейф характеристики датчика.

- В ряде реализаций ретардер используется как пассивный компенсационный элемент, формирующий такое состояние входной поляризации, при котором рабочая точка оптической схемы стабилизируется автоматически [5]. Такой подход обеспечивает упрощённую, но достаточно эффективную компенсацию температурных эффектов без привлечения внешних датчиков и без расширения аппаратной части.

### C. Спектральное разделение выходного сигнала на постоянную и переменную составляющие

Метод модифицированной нормализации AC/DC основан на разделении выходного сигнала волоконно-оптического датчика тока на постоянную и переменную составляющие, каждая из которых по-разному реагирует на физические параметры системы [6]. В спиральном двулучепреломляющем волокне постоянная компонента определяется исключительно величиной и температурной зависимостью двулучепреломления, тогда как переменная часть содержит как информацию о токе, так и вклад, обусловленный тем же двулучепреломлением. Такой характер чувствительности позволяет использовать постоянную составляющую как внутренний температурный индикатор, а переменную – как носителя измерительной информации.

После спектрального выделения компонент постоянной и переменной частоты вводится модифицированная

процедура нормализации, при которой переменная часть сигнала делится не на величину постоянной составляющей в её исходном виде, а на линейную комбинацию, включающую корректирующий коэффициент. Такая форма нормализации позволяет компенсировать температурно-индуцированное изменение двулучепреломления, поскольку температурная зависимость постоянной компоненты фактически передаётся в нормирующий множитель и вычитается из отклика переменной части. В результате токовая чувствительность стабилизируется, а влияние температуры существенно уменьшается без необходимости прямого измерения температуры или внешней калибровки [7, 8].

#### *D. Использование дополнительного оптического канала с отличной длиной волны*

Двухволновой метод компенсации температурной нестабильности основан на различии температурной зависимости константы Верде для одной и той же магнитооптической среды при двух длинах волны. Если угол поворота измеряется одновременно на длинах волны  $\lambda_1$  и  $\lambda_2$ , то для каждого канала формируются независимые фазовые отклики, описываемые выражениями (1) и (2):

$$\theta_1 = V_1(T)Bl \quad (1)$$

$$\theta_2 = V_2(T)Bl, \quad (2)$$

где  $B$  – магнитная индукция,  $l$  – длина магнитооптического элемента, а  $V_i(T)$  – температурно-зависимая константа Верде для соответствующей длины волны. Поскольку функции  $V_1(T)$  и  $V_2(T)$  отличаются характеру температурной зависимости, система из двух уравнений оказывается разрешимой относительно двух неизвестных – температуры чувствительного элемента и магнитного поля. Тем самым отпадает необходимость в отдельном датчике температуры: сама магнитооптическая среда выполняет функцию встроенного температурного сенсора.

Корректная реконструкция температуры позволяет вычислить актуальное значение  $V(T)$  и тем самым восстановить истинную величину угла поворота, отделенную от воздействия температурного дрейфа. Экспериментальные результаты демонстрируют высокую эффективность такого подхода: в температурном диапазоне от  $-20$  до  $100$  °C относительное изменение выходного сигнала, достигающее без компенсации порядка 18%, снижается до величины около 0,7 %, что сопоставимо с уровнем инструментальных погрешностей высокоточных волоконно-оптических токовых датчиков. Метод не накладывает ограничений на полосу пропускания и может использоваться как в поляриметрических, так и в интерферометрических конфигурациях, при условии учёта собственных температурных зависимостей фазосдвигающих элементов, в частности четвертьволновых пластин. Его универсальность связана с тем, что для реализации достаточно лишь выбрать материал, для которого температурные зависимости постоянной Верде на двух длинах волны различаются в достаточной степени [7].

#### *E. Использование встроенного термометра*

Компания АО «Профотек» [9] реализует в своих оптических трансформаторах тока и напряжения схему

цифровой компенсации температурной погрешности при малых токах, что позволяет достигать высокого класса точности (0,2s). В этих приборах чувствительный оптический элемент – магнитооптическое волокно – размещён в наружной части, подверженной температурным колебаниям в диапазоне примерно от  $-60$  до  $+60$  °C. В непосредственной близости к чувствительному волокну встроен волоконно-оптический термометр, который в online режиме – с периодом около одной секунды – измеряет фактическую температуру. Сигнальный процессор считывает данный температурный сигнал и, используя калиброванную температурную зависимость чувствительности сенсора, пересчитывает измеренное значение тока, корректируя его с учётом температурного дрейфа. Поскольку температурная зависимость чувствительности магнитооптического волокна является фундаментальным физическим свойством и не подвержена значительным изменениям со временем, такой подход обеспечивает стабильность и воспроизводимость измерений в течение длительного срока эксплуатации.

#### *F. Применение математических методов компенсации и использование нейронных сетей и машинного обучения*

Интегральные методы компенсации температурных эффектов основаны на том, что температурная нестабильность оптических датчиков тока является результатом не одного, а совокупности физических механизмов: изменения константы Верде, температурной дисперсии двулучепреломления, фазовых сдвигов в поляризационных элементах, термомеханических деформаций оптического пути и колебаний спектральных характеристик источника излучения. В традиционных методах компенсации учитывается лишь один из этих факторов, что ограничивает достигаемую точность в условиях сложного температурного воздействия. Интегральный подход предполагает построение обобщённой модели, в которой одновременно учитываются несколько параметров, определяющих температурный дрейф чувствительности, а итоговая компенсация реализуется путём оптимального объединения их вкладов.

В ряде работ такие модели строятся аналитически: измеряется совокупная реакция системы на изменение температуры, после чего с помощью регрессионных приближений или многочленных аппроксимаций формируется интегральная температурная характеристика [12]. На основании этой модели выполняется обратная коррекция измеренного сигнала, что позволяет существенно снизить остаточную погрешность даже при невозможности выделить индивидуальные механизмы температурного влияния. Такой подход оказывается особенно эффективным в поляриметрических схемах со сложной оптической геометрией, где вклад каждого элемента не линеен и напрямую не поддаётся физическому выделению.

Другим направлением развития интегральных методов является использование машинного обучения, прежде всего нейронных сетей [10, 11], которые обучаются по экспериментальным данным на паре «температура – измеренный сигнал». В процессе обучения нейросеть формирует статистическую модель многомерных

зависимостей, учитывающую не только основные температурные эффекты, но и вторичные, трудно поддающиеся аналитическому описанию. После обучения сеть прогнозирует корректирующий коэффициент или непосредственно выдаёт восстановленное значение тока, автоматически устраняя температурный дрейф. Такой метод особенно полезен в датчиках, где взаимодействуют несколько типов чувствительных элементов или где температурное поведение материалов имеет ярко выраженную нелинейность.

Интегральные подходы обладают важным преимуществом: они позволяют компенсировать совокупность температурных эффектов, не требуя точного учёта каждого механизма по отдельности. Благодаря этому достигается высокая точность даже в сложных конфигурациях оптических трактов. Вместе с тем эффективность таких методов определяется качеством калибровочных данных и стабильностью исследуемой системы, что требует тщательной предварительной подготовки экспериментальной базы.

### III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассмотрен ряд подходов к компенсации температурной нестабильности оптических трансформаторов тока на основе эффекта Фарадея, применимых к твердотельным объёмным элементам (кристаллам, керамике, стеклам и др.). Проанализированы схемы с введением постоянного магнитного поля, использованием температурно-зависимых линейных ретардеров, метод модифицированной нормализации АС/ДС, двухволновые решения, а также подходы на основе встроенных температурных датчиков. Показано, что каждый из этих методов эффективно снижает влияние отдельных физических механизмов температурного дрейфа, однако, как правило, ориентирован на компенсацию одного доминирующего фактора и требует введения дополнительных оптических или конструктивных элементов.

Для оптических трактов с объёмными магнитооптическими материалами ключевой проблемой является одновременное воздействие нескольких температурно-зависимых эффектов: изменения постоянной Верде, дрейфа двулучепреломления, термомеханических деформаций и вариаций оптических свойств отдельных компонентов. В этих условиях локальная компенсация одного из механизмов зачастую оказывается недостаточной и не обеспечивает воспроизводимой точности во всём рабочем диапазоне температур. Наиболее перспективным в таком случае является интегральный подход, предполагающий построение обобщённой модели температурной погрешности по совокупности измеренных параметров и последующую цифровую коррекцию выходного сигнала.

Интегральные методы, реализуемые как в аналитической форме, так и с использованием нейронных сетей и других алгоритмов машинного обучения, позволяют учитывать взаимодействие нескольких факторов без необходимости детального разложения вклада каждого из них. Это особенно важно для твердотельных магнитооптических элементов со сложным температурным поведением и геометрией, где

классические методы требуют существенного усложнения оптической схемы.

С учётом изложенного в качестве наиболее эффективного и технологически перспективного для дальнейшего развития был выбран интегральный метод компенсации температурных эффектов. В последующих исследованиях планируется разработка и уточнение соответствующих математических моделей и алгоритмов цифровой обработки, а также их экспериментальная проверка на оптическом трансформаторе тока на базе кристалла тербий-галлиевого граната.

### Список литературы

- [1] Варевик, Э.Г.; Чен, К.-Л.; Асарс, Дж.А. Датчик тока Фарадея с волоконно-оптической компенсацией по температуре, деградации и линейности. Патент США № 4 613 811 от 23 сентября 1986 г.
- [2] Цзя, Цин и Хань, Цюнь и Лян, Чжичжуан и Чэн, Чжэньчжоу и Ху, Хаофэн и Ван, Шуан и Жэнь, Кун и Цзян, Цзюньфэн и Лю, Тиген. (2022). Температурная компенсация оптоволоконных датчиков тока со статическим смещением. Журнал IEEE Sensors Journal. 22. 352-356. doi: 10.1109/JSEN.2021.3128937.
- [3] Цзяньхуа Ву, Сяофэн Чжан, Лян Чэнь, Бэньсян Ву. Имитационный анализ влияния температуры на полностью волоконно-оптический датчик тока, Energy Reports, т. 7, Дополнение 7, 2021, стр. 1521-1528, ISSN 2352-4847, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.09.090>.
- [4] Мюллер Г. М., Гу Х., Янг Л., Франк А., Бонерт К. Внутренняя температурная компенсация волоконно-оптических датчиков тока, использующих скрученное волокно с высоким двулучепреломлением. Opt Express. 16 мая 2016 г.;24(10):11164-73. doi: 10.1364/OE.24.011164. Идентификационный номер: 27409938.
- [5] Мюллер Г. М. и др. Температурная компенсация интерферометрических и поляриметрических волоконно-оптических датчиков тока с помощью скрученного волокна с высоким коэффициентом двулучепреломления". Журнал световолновых технологий 37 (2019): 4507-4513.
- [6] Брэндл Х. Волоконно-оптический датчик тока, нечувствительный к температуре и вибрации. Журнал IEEE/OSA Journal of Lightwave Technology. 2002. <https://doi.org/10.1109/50.983241>
- [7] Михайлович П., Петричевич С. Волоконно-оптические датчики, основанные на эффекте Фарадея. Датчики. 2021; 21(19):6564. <https://doi.org/10.3390/s21196564>
- [8] Менке П.; Боссельман Т. Температурная компенсация в магнитооптических датчиках переменного тока с использованием интеллектуальной оценки сигналов переменного и постоянного тока. J. Light. Technol. 1995, 13, 1362-1370.
- [9] АО «Профотек». Влияние температуры на точность оптических трансформаторов тока. [Интернет-ресурс] URL: <https://profotech.ru/faq/1124/> (дата обращения: 29.11.2025)
- [10] Цзя, Цин и Хань, Цюнь и Лян, Чжичжуан и Чэн, Чжэньчжоу. (2021). Температурная компенсация оптического датчика тока на основе нейронной сети BP. 1-3. 10.1109/ICOCN53177.2021.9563828.
- [11] Циммерман, Антонио и Бесен, Марсио и Эснас, Леонардо и Николоди, Розане. (2011). Повышение точности оптоволоконного датчика тока с помощью искусственных нейронных сетей для компенсации температурных и незначительных неидеальных эффектов. Труды SPIE - Международного общества оптической инженерии. 10.1117/12.886112.
- [12] Ли И, Сунь У-Ф, Чжан У. Анализ характеристик температурного дрейфа датчика тока GMM-FBG на основе конечно-элементного мультифизического моделирования. Прикладные науки. 2023; 13(19):10955. <https://doi.org/10.3390/app1319109>

# РЕЗОНАНСНЫЕ ЯВЛЕНИЯ В КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЯХ С УСТРОЙСТВАМИ ДИНАМИЧЕСКОЙ КОМПЕНСАЦИИ ТИПА СТАТКОМ

Люлина П.И., Кузнецов А.А.

СПбПУ Петра Великого

Санкт-Петербург, Россия

e-mail: lyulina.pi@edu.spbstu.ru, kuznetsov\_aa@spbstu.ru

## Аннотация

**Состояние вопроса:** Выполнен анализ условий, при которых в системах электроснабжения с кабельными линиями средних классов напряжения возникают резонансные явления на высших гармониках. Представлены аналитические оценки частот характерных гармонических искажений со стороны устройств компенсации реактивной мощности типа СТАТКОМ и даны результаты расчетов коэффициентов увеличения гармоник напряжений в конце кабельной линии 35 кВ работающей на холостом ходу.

**Материалы и методы:** Анализ выполнен с использованием программного комплекса «Matlab».

**Результаты:** Получены зависимости расстояния до первого четвертьволнового резонанса для кабельных линий 35 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена от сечения жил и порядкового номера гармоники. Выполнены расчеты коэффициентов увеличения гармоник напряжения при резонансе с учетом частотных зависимостей параметров кабелей.

**Выводы:** Получены данные о возможных значительных уровнях высших гармоник в напряжениях в конце кабельных линий средних классов напряжения в случаях использования в их начале устройств динамической компенсации реактивной мощности на основе управляемых источников напряжения типа СТАТКОМ.

**Ключевые слова:** Резонансные условия, частотные характеристики, кабельные линии, устройства компенсации реактивной мощности, статический компенсатор (СТАТКОМ), качество электрической энергии.

## RESONANCE PHENOMENA IN CABLE LINES WITH STATCOM-TYPE DYNAMIC REACTIVE POWER COMPENSATION DEVICES

Polina Lyulina, Anton Kuznetsov

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University

St. Petersburg, Russia

e-mail: lyulina.pi@edu.spbstu.ru, kuznetsov\_aa@spbstu.ru

## Abstract

**Background:** An analysis has been carried out to determine the conditions under which resonant phenomena occur at higher harmonics in medium-voltage power supply systems with cable lines. Analytical estimates of the characteristic harmonic distortion frequencies caused by STATCOM reactive power compensation devices are presented. The results of calculations of the voltage harmonic amplification factors at the open-circuited end of a 35-kV cable line are provided.

**Materials and Methods:** The analysis was carried out using the Matlab software package.

**Results:** The dependencies of the distance to the first quarter-wave resonance on the conductor cross-section and harmonic order have been obtained for 35-kV cable lines with cross-linked polyethylene insulation. The voltage harmonic amplification factors were calculated under resonance conditions, taking into account the frequency dependence of the cable parameters.

**Conclusions:** Data have been obtained on the possible occurrence of significant higher-harmonic voltage levels at the ends of medium-voltage cable lines when dynamic reactive power compensation devices based on STATCOM are installed at the beginning of the line.

**Key words:** Resonant conditions, frequency characteristics, cable lines, reactive power compensation devices, static compensator (STATCOM), electric power quality.

## 1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в электроэнергетике все более широкое распространение получает использование кабельных линий средних и высоких классов напряжения большой длины для обеспечения питания удаленных электропотребителей. Особенно актуальной такая задача является при реализации систем электроснабжения морских нефтедобывающих платформ, островных объектов и промышленных комплексов, расположенных на значительном расстоянии от центров питания.

Существующие публикации [1, 2] показывают на возможность реализации таких схем при обязательном использовании на концах линии устройств динамической компенсации реактивной мощности (например, статических тиристорных компенсаторов (СТК) или статических компенсаторов СТАТКОМ на основе управляемых источников напряжения), предназначенных для ограничения генерации зарядной емкостной реактивной мощности со стороны линии в питающую сеть и поддержания приемлемых уровней напряжения вдоль линии в любых режимах её работы (см. пример схемы электроснабжения и её схемы замещения на рис.1).

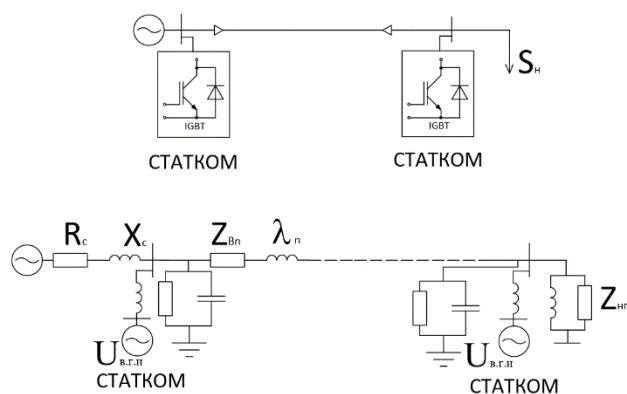


Рис. 1. Упрощенная схема кабельной линии с устройствами динамической компенсации реактивной мощности и её схема замещения с учетом волновых параметров

При этом основным направлением исследований обычно является анализ режимов работы линий на основной частоте. Однако предлагаемые к использованию устройства на базе силовой электроники являются мощными источниками высших гармоник, способными оказать негативное влияние на ситуацию с качеством электрической энергии на приемном конце линии и привести к снижению надежности электроснабжения потребителей.

В настоящей статье на примере кабельных линий 35 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена анализируются возможные условия для развития резонансных процессов на высших гармониках и оценивается степень их потенциальной опасности с точки зрения нарушений ситуации с качеством электрической энергии.

## II. ГАРМОНИЧЕСКИЕ ИСКАЖЕНИЯ СО СТОРОНЫ УСТРОЙСТВ ДИНАМИЧЕСКОЙ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ТИПА СТАТКОМ

Статические компенсаторы СТАТКОМ являются наиболее современными устройствами, предназначенными для осуществления динамической компенсации реактивной мощности. Относительно компактные размеры

предполагают возможность их установки как в начале, так и в конце кабельной линии, где при наличии жестких ограничений по габаритным размерам применение других типов компенсирующих устройств (например, СТК) оказывается невозможным.

С точки зрения гармонических искажений СТАТКОМ может быть представлен в виде источника напряжения, включенного за индуктивным сопротивлением сглаживающего реактора. Уровни высших гармоник в напряжениях в общем случае определяются схемой устройства и режимом его работы, а также могут принудительно изменяться с помощью настройки логики управления.

Высокое разнообразие схем СТАТКОМ, их параметров, а также параметров схемы формирования ШИМ, приводит к существенным сложностям при расчетах минимальных представленных в спектре гармонических составляющих.

Наиболее распространенной в сетях 35 кВ является каскадная схема СТАТКОМ с формированием напряжения при помощи фазосдвигающей широтно-импульсной модуляции. Присутствующие в спектре гармонические составляющие  $h$  в этом случае определяются двойным рядом Фурье в соответствии с выражением:

$$h_{p,n} = p \cdot (f_c/f_1) \pm n,$$

где  $p = k \cdot N$  (здесь  $k = 0, 1, 2, \dots$  – номер группы гармоник;  $N$  – количество мостов на одну фазу);  $n = 0, 1, 2, \dots$  – номер боковой полосы;  $f_1$  – основная частота сети, Гц;  $f_c$  – частота коммутации вентиля, Гц.

Для СТАТКОМ мощностью до 15 – 20 Мвар количество мостов обычно находится в диапазоне 6 – 12, а частоты коммутации вентиля составляют 300 – 800 Гц. Это дает теоретические минимальные номера групп гармоник в диапазоне 36 – 192. Например, для СТАТКОМ, собранного по каскадной схеме с шестью мостами в каждой фазе и частотой коммутации вентиля  $f_c = 300$  Гц, первая доминирующая в спектре группа гармоник придется на составляющие порядков 35 и 37.

Обратим также внимание, что вследствие несовершенства модуляции и неидентичности мостов реальные минимальные гармоники находятся в диапазоне 30 – 60.

Амплитуды гармоник могут быть определены с использованием функций Бесселя первого рода [3]:

$$A_{p,n} = \frac{4}{\pi p} J_n \left( \frac{p \cdot m_a}{2} \right), B_{p,n} = (-1)^n \frac{4}{\pi p} J_n \left( \frac{p \cdot m_a}{2} \right),$$

где  $A_{p,n}$  относится к частотам  $p(f_c/f_1) + n$ , а  $B_{p,n}$  – к частотам  $p(f_c/f_1) - n$ ;  $m_a$  – коэффициент амплитудной модуляции, обычно принимаемый равным 0,9.

Для СТАТКОМ, построенных по каскадной схеме, итоговые уровни гармоник в линейных напряжениях рассчитываются по формуле:

$$V_S(p, \pm n) = \sqrt{3} |\sin(n\pi/3)| \frac{V_{dc}}{2\sqrt{2}} |C_{p,n}|, C_{p,n} \in \{A_{p,n}, B_{p,n}\},$$

где  $V_{dc}$  – суммарное постоянное напряжение всех включенных мостов на стороне постоянного тока, связанное с линейным напряжением на стороне переменного тока  $V_{ном}$  соотношением  $V_{dc} = \frac{2\sqrt{2}}{m_a \sqrt{3}} V_{ном}$ .

Результаты оценки уровней гармонических искажений линейных напряжений на выводах СТАТКОМ 35 кВ мощностью 10 Мвар (каскадная схема включения шести мостов с частотой коммутации вентиляей 300 Гц), выполненной с использованием представленных выше формул, можно видеть на рис.2. Высокие уровни гармоник напряжения первой группы в районе 30 – 40 порядков при реальной работе будут существенно подавлены за счет включения СТАТКОМ за реактором, сопротивление которого обычно составляет около 0,1 – 0,15 о.е.

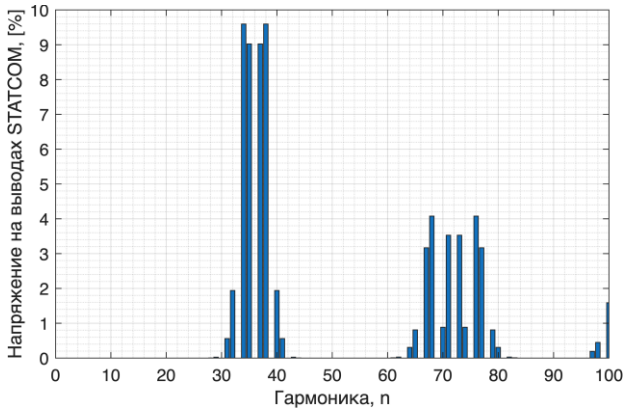


Рис. 2. Спектры гармонических искажений на выводах СТАТКОМ 35 кВ мощностью 10 Мвар, собранного по каскадной схеме с частотой коммутации вентиляей 300 Гц

Например, при подключении рассматриваемого устройства к сети с мощностью короткого замыкания в 100 раз выше мощности СТАТКОМ при помощи реактора с сопротивлением 0,1 о.е. уровни доминирующих гармоник напряжения будут снижены примерно в 11 раз до приемлемых значений в соответствии требованиями действующего стандарта ГОСТ 32144-2013 значений (уровни нечетных гармоник порядков  $\geq 25$  не должны превышать 1%). При этом величина гармонических искажений, создаваемых СТАТКОМ в питающей сети, принципиально не зависит от его загрузки.

Обратим также внимание, что при использовании каскадных схем СТАТКОМ первые значимые группы гармоник смещаются в области высоких частот за границы диапазона, контролируемого стандартами на качество электроэнергии, что предельно усложняет их выявление и анализ возникающих резонансных условий.

### III. ПАРАМЕТРЫ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ РЕЗОНАНСНЫХ УСЛОВИЙ НА ВЫСШИХ ГАРМОНИКАХ

Анализ режимов работы кабельных линий электропередачи на высших гармониках необходимо выполнять с учетом их волновых свойств, что обусловлено принципиально меньшими волновыми длинами кабелей по сравнению с воздушными линиями, а также дополнительным резким сокращением волновых длин с ростом частоты воздействующего напряжения. Корректный анализ волновых процессов на высших гармониках дополнительно требует учета зависимостей параметров кабельных линий от частоты.

Активное сопротивление кабелей демонстрирует явно выраженную зависимость от частоты, что обусловлено явлением поверхностного эффекта, и проявляется тем сильнее, чем выше сечение кабеля. Для круглого

проводника (что в большинстве случаев справедливо для конфигурации современных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена) активное сопротивление на единицу длины может быть определено как вещественная часть комплексного значения полного сопротивления, определяемого по формуле:

$$Z = \frac{1}{2\pi r \sigma \delta} \cdot \frac{J_0(kr)}{J_1(kr)},$$

где  $r$  – радиус проводника, м;  $\delta = \sqrt{\frac{2}{\omega \mu \sigma}}$  – глубина проникновения тока в проводник, м;  $k = (1 - j)/\delta$  – комплексное волновое число в проводнике, 1/м;  $\sigma = 1/\rho$  – электропроводность материала, См/м;  $\mu$  – относительная магнитная проницаемость.

На рис.3 представлены результаты выполненных расчетов зависимостей относительных значений активных сопротивлений кабелей от частоты при неучете эффекта близости, а также активных потерь в экранах.

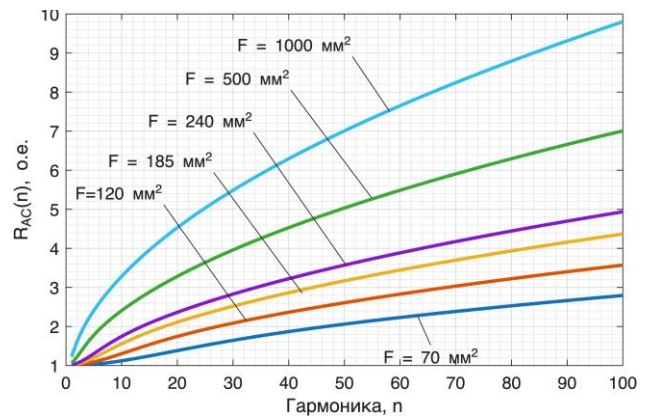


Рис. 3. Зависимости относительных активных сопротивлений жил кабелей от частоты

Активная проводимость кабеля относительно заземленного экрана, характеризующая потери в диэлектрике, также зависит от частоты. Согласно рекомендациям стандарта МЭК 60287-1-1:2014 изменение проводимости может быть рассчитано с использованием следующего соотношения:

$$G(f) = 2\pi f C \operatorname{tg}(\delta),$$

где  $C$  – емкость кабеля, Ф;  $\operatorname{tg}(\delta)$  – тангенс угла диэлектрических потерь.

В отличие от активного сопротивления и проводимости изоляции кабеля, реактивные параметры в значительной степени определяются его геометрическими размерами, а также магнитной и диэлектрической проницаемостями используемых материалов, и мало зависят от частоты.

Таким образом, при выполнении анализа процессов на высших гармониках в кабельных линиях будем учитывать зависимости от частоты активных сопротивлений и проводимостей, что значительно влияет на затухание высокочастотных процессов, однако не будем принимать во внимание относительно слабые зависимости от частоты реактивных параметров, незначительно смещающих зоны возможных резонансных усилений высших гармоник.

#### IV. АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ВОЗНИКНОВЕНИЯ РЕЗОНАНСНЫХ УСИЛЕНИЙ ВЫСШИХ ГАРМОНИК НАПРЯЖЕНИЯ

Одним из наиболее важных и показательных режимов работы линий электропередачи является режим холостого хода, когда на дальнем конце кабеля могут наблюдаться недопустимые повышения напряжения. Наиболее критичная ситуация будет фиксироваться при длинах линий, кратных четверти волновой длины линии на соответствующей гармонике. В этих условиях на холостом конце линии будут формироваться максимумы напряжения гармоники, многократно превышающие её значение на стороне питающей сети.

С практической точки зрения представляет интерес выполнение оценки расстояния до первого четвертьволнового резонанса на частотах различных гармоник, в частности, генерируемых установленными в начале линии устройствами типа СТАТКОМ.

Результаты таких расчетов для кабельных линий 35 кВ разных сечений с изоляцией из сшитого полиэтилена можно видеть на рис.4, где показаны соответствующие расстояния для гармоник порядков 10, 20, ... 100 в зависимости от сечения линии. Определение длины волны  $\lambda$  на частоте гармоники ( $\omega = n \cdot \omega_0$ ) выполнялось в соответствии с выражениями:

$$\gamma(\omega) = \sqrt{\tilde{Z}(\omega) \cdot \tilde{Y}(\omega)}; \lambda(\omega) = \frac{2\pi}{\text{Im}(\gamma(\omega))}$$

на основании справочных данных о погонных параметрах линий  $\tilde{Z}$  и  $\tilde{Y}$  и учета их частотных зависимостей. Здесь  $\gamma$  – коэффициент распространения на частоте  $\omega$ .

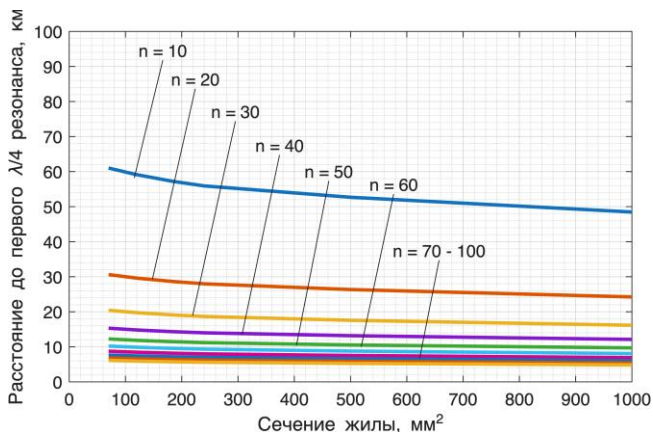


Рис. 4. Зависимость расстояния до первого резонанса  $\lambda/4$  от частоты гармоники  $n$  и сечения жилы кабеля

Хорошо видно, что в области высоких частот (гармоники порядков 50 и выше, характерные для работы СТАТКОМ) расстояние до первого четвертьволнового резонанса находится в диапазоне 5 – 12 км, что дает принципиальную возможность развития на дальнем конце линии резонансных условий.

Опасность таких резонансов определяется степенью увеличения напряжения, которая может быть оценена как отношение напряжения в конце линии к напряжению в её начале. В режиме холостого хода линии коэффициент увеличения напряжения составит:

$$K_{ув} = \frac{1}{\sinh(\text{Re}(\gamma)l)}$$

где  $l$  – длина линии, отвечающая  $\lambda/4$ .

Результаты расчетов коэффициентов для гармоник порядков 10, 20, ... 100 представлены на рис.5 в зависимости от сечения линии. Видно, что для гармоник порядков 50 и выше можно ожидать их усиления в 4 – 10 раз. При этом бóльшие значения характерны для линий с большими сечениями и, соответственно, меньшими активными сопротивлениями.

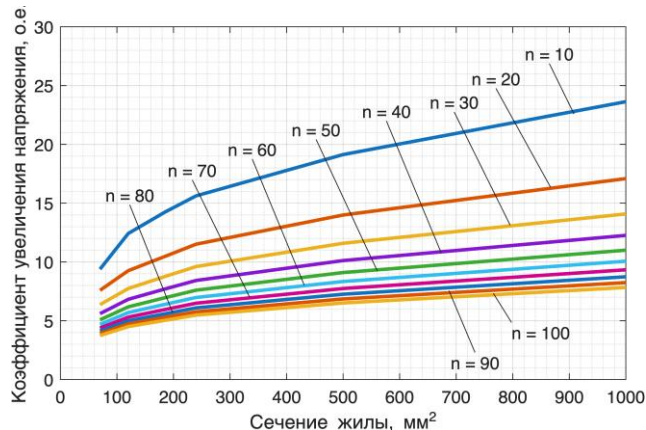


Рис. 5. Зависимость коэффициента увеличения напряжения для первого резонанса от номера гармоники и сечения жилы кабеля

Таким образом, при учете представленных выше оценок уровней гармонических искажений напряжения в точке подключения СТАТКОМ к питающей сети можно ожидать их усиления в  $\sim 5$  раз до  $\sim 5\%$ , что превышает установленные ГОСТ 32144-2013 требования.

#### V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Современные статические компенсаторы СТАТКОМ, построенные по каскадным схемам, являются мощными источниками гармоник напряжения в диапазоне 30 – 100 порядков и выше.

2. Для кабельных линий 35 кВ расстояние до первого четвертьволнового резонанса на характерных для СТАТКОМ высших гармониках составляет 5 – 12 км, а рост напряжения гармоник в конце линии в случае резонанса достигает 5 – 10 крат с учетом реальных добротностей кабельных линий и их зависимости от частоты.

3. Для исключения опасных резонансных усилений высших гармоник необходимо на стадии проектирования выполнять соответствующие расчеты и, при необходимости, корректировать схемы СТАТКОМ и параметры системы формирования ШИМ.

#### Список литературы

- [1] Михайлов, Д. О. Исследование передачи мощности подводными кабельными линиями переменного тока на дальние расстояния / Д. О. Михайлов, Е. Б. Шескин // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2024. – № 1(90). – С. 56-65. – EDN BMWZVH.
- [2] Bak C. L., da Silva F. F. High voltage AC underground cable systems for power transmission—A review of the Danish experience, part 1 //Electric Power Systems Research. – 2016. – Т. 140. – С. 984-994.
- [3] Holmes D. G., Lipo T. A. Pulse width modulation for power converters: principles and practice. – John Wiley & Sons, 200

# АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТРАНСПОЗИЦИИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА ВЕЛИЧИНУ ТОКА ПОДПИТКИ ДУГИ В БЕСТОКОВУЮ ПАУЗУ ЦИКЛА ОАПВ

Михайлов Д.О.<sup>1,2</sup>, Шескин Е.Б.<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»

<sup>2</sup>АО «НТЦ ЕЭС»

Санкт-Петербург, Россия

e-mail: d.o.mikh@yandex.ru

## Аннотация

**Состояние вопроса:** Однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ) является одним из наиболее эффективных средств повышения надежности работы электропередач сверхвысоких классов напряжения. Известно, что время бестоковой паузы ОАПВ определяется максимальной величиной амплитуды тока подпитки дуги. Таким образом, точное определение значения этого тока на этапе проектирования ВЛ является важным этапом. Для определения максимально возможного значения тока необходимо определить степень влияния различных факторов на ее величину. Влияние реальной транспозиции (с полным/неполным циклом) является одним из этих факторов.

**Материалы и методы:** Использовался метод фазных координат.

**Результаты:** Разработана трехфазная модель для исследования процессов в квазиустановившемся режиме бестоковой паузы ОАПВ для одноцепной ВЛ. Получены и изучены зависимости тока подпитки дуги от длины ВЛ и сдвига фаз между ЭДС внешних систем при учете транспозиции ВЛ. Подробно исследован случай ВЛ с транспозицией с неполным циклом.

**Выводы:** Полученные зависимости тока подпитки от различных параметров при реальных типах транспозиции показывают существенные отличия при рассмотрении однофазных коротких замыканий в различных фазах. Выполнение расчета тока подпитки при представлении ВЛ идеально транспонированной недопустимо, поскольку это может привести к существенным погрешностям. Однако качественно результаты, полученные для случая идеально транспонированной ВЛ, показали схожие тенденции изменения с результатами, полученными при учете реальной транспозиции. Результаты расчета тока подпитки для случая ВЛ при транспозиции с неполным циклом показали, что величины токов существенно зависят от расстояния до узла транспозиции. При этом обнаружен диапазон расстояний, при которых в рассматриваемых условиях максимальные токи были выше, чем в случае нетранспонированной ВЛ.

**Ключевые слова:** однофазное автоматическое повторное включение, воздушная линия, ток подпитки дуги, транспозиция, дуга, короткое замыкание.

## OVERHEAD LINE TRANSPOSITION INFLUENCE ON THE SECONDARY ARC CURRENT MAGNITUDE DURING THE SINGLE-PHASE AUTO-RECLOSE

Denis Mikhailov<sup>1,2</sup>, Evgeniy Sheskin<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University

<sup>2</sup>Joint Stock Company «Scientific and Technical Center of Unified Power System»

St. Petersburg, Russia

e-mail: d.o.mikh@yandex.ru

## Abstract

**Background:** Single-phase auto-reclosing (SPAR) is one of the most effective measures for enhancing the reliability of ultra-high-voltage transmission lines. It is well established that the duration of the arc extinction interval in SPAR is determined by the maximum amplitude of the arc-supply current. Therefore, accurately determining this current during the design phase of overhead lines is critical. To identify the maximum possible value of this current, it is necessary to evaluate the influence of various factors on its magnitude. One such factor is the effect of actual transposition – whether with a full or incomplete transposition cycle.

**Materials and methods:** The phase-coordinate method was employed.

**Results:** A three-phase model was developed to analyze quasi-steady-state phenomena during the arc extinction interval in a single-circuit overhead line. Dependencies of the arc-supply current on line length and the phase shift between the electromotive forces of external power systems were derived and analyzed, accounting for real transposition configurations. Special attention was given to the case of an overhead line with incomplete transposition cycle.

**Conclusions:** The obtained dependencies of the arc-supply current on key parameters under realistic transposition conditions reveal significant differences depending on which phase experiences the single-phase fault. It is unacceptable to assume an ideally transposed line for such calculations, as this may lead to substantial errors. However, qualitatively, the trends observed for an ideally transposed line closely resemble those obtained when real transposition is considered. For lines with incomplete transposition, the

arc-supply current was found to strongly depend on the distance to the transposition node. Notably, a specific range of distances was identified where the peak currents exceeded those observed in an untransposed line.

**Keywords:** single-phase auto-reclosing, overhead transmission line, arc-supply current, transposition, electric arc, short circuit.

## 1. ВВЕДЕНИЕ

Однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ) является эффективным средством повышения надежности работы электропередач переменного тока сверхвысоких классов напряжения. Для успешности ОАПВ необходимо обеспечить самопогасание дуги замыкания на землю путем задания необходимой длительности бестоковой паузы ОАПВ [1].

Согласно [1, 2], среднее время гашения дуги зависит от установившегося значения тока в ней. В связи с этим, одним из ключевых этапов корректного выбора времени бестоковой паузы является точный расчет величины тока подпитки дуги.

Одним из главных факторов, влияющих на величину тока подпитки, является транспозиция воздушных линий (ВЛ), а ее некорректный учет может приводить к существенным погрешностям в результатах расчетов [1, 3]. В связи с этим, упрощенные аналитические методы расчета

тока подпитки (например, из [1, 4]), где ВЛ представляется идеально транспонированной, могут применяться только для первичной оценки его величины.

Как правило, в исследованиях о влиянии транспозиции на ток подпитки рассматриваются только случаи одного полного цикла транспозиции [1, 3]. Однако, значительное количество линий имеют неполный цикл транспозиции, что при определенных условиях является допустимым [5].

Таким образом, требуется выполнить исследование влияния различных типов транспозиции, включая случаи с неполным циклом, на величину тока подпитки дуги в период бестоковой паузы цикла ОАПВ.

## II. ОПИСАНИЕ ИССЛЕДУЕМОЙ СИСТЕМЫ

Исследование выполнено на примере электропередачи переменного тока 330 кВ, схема которой представлена на рис. 1.

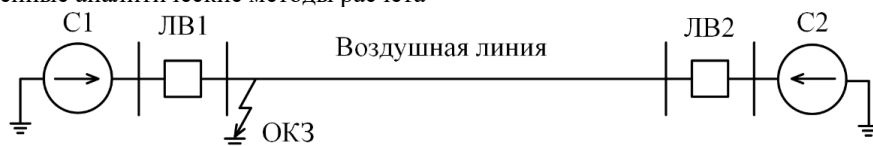


Рис. 1. Схема исследуемой электропередачи переменного тока 330 кВ

Исследуемая электропередача включает в себя:

- эквивалентные системы C1 и C2, которые представляют собой шины бесконечной мощности с ЭДС, равной по модулю номинальному напряжению сети; ЭДС системы C1 может иметь фазовый сдвиг величиной  $\delta$  относительно ЭДС системы C2;

- линейные выключатели ЛВ1 и ЛВ2 с пофазным приводом для возможности отключения одной фазы ВЛ;

- ВЛ 330 кВ, на которой может быть выполнена любая транспозиция, со следующими характеристиками: геометрические параметры соответствуют опоре П330-3Т с треугольным расположением фаз (рис. 2), длина изолирующей подвески 3,2 м, марка проводов АС 300/39, удельное сопротивление земли 100 Ом·м (полагается, что грозозащитные тросы отсутствуют, а стрела провеса равна нулю); погонные параметры ВЛ рассчитываются с использованием методики, описанной в [6, 7];

- однофазное короткое замыкание (ОКЗ) и дугу, которая моделируется постоянным активным сопротивлением величиной 1 Ом для исключения влияния нелинейности ВАХ дуги на результаты расчета.

Поскольку основной целью работы является исследование влияния транспозиции на результаты расчета токов подпитки, основным методом моделирования является метод фазных координат.

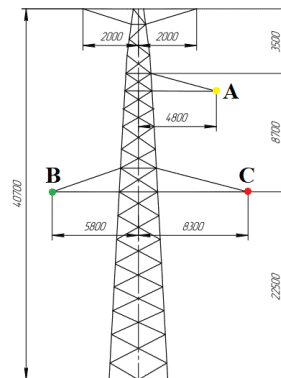


Рис. 2. Чертеж опоры П330-3Т с указанием фаз в начале ВЛ

Модель исследуемой электропередачи представляет собой систему линейных уравнений в матричной форме, составленных с использованием законов Кирхгофа, а также теории многополюсников (ABCD-матрицы для ВЛ). Неизвестными являются напряжения и токи во всех узлах и ветвях сети. Решение выполняется матричным методом.

Поскольку математическое описание системы является достаточно громоздким, в рамках настоящей работы оно не приводится. В качестве примера для описания основного принципа составления уравнений, ниже приведено матричное уравнение, описывающее выключатель ЛВ1:

$$\dot{U}_{вл1} + R_{лв1} \dot{I}_{c1} = \dot{E}_{c1}, \quad (1)$$

где  $\dot{U}_{вл1}$  – вектор-столбец 3x1 фазных напряжений в начале ВЛ,

$\dot{E}_{c1}$  – вектор-столбец 3x1 фазных ЭДС системы C1,

$\dot{I}_{c1}$  – вектор-столбец 3x1 фазных токов системы С1,

$R_{лв1}$  – матрица 3x3 параметров ЛВ1:

$$R_{лв1} = \begin{bmatrix} R_{лв1}^A & 0 & 0 \\ 0 & R_{лв1}^B & 0 \\ 0 & 0 & R_{лв1}^C \end{bmatrix}, \quad (2)$$

где  $R_{лв1}^A, R_{лв1}^B, R_{лв1}^C$  – сопротивления фаз выключателя А, В и С соответственно, принимающие различное значение в зависимости от того, на какой фазе произошло ОКЗ: сопротивление выключателя той фазы, на которой произошло ОКЗ, принимается равным  $10^{10}$  Ом (разрыв), а сопротивление остальных фаз принимается равным 0.

Сформированная математическая модель верифицирована с использованием ПВК *EMTP/ATP*.

### III. МОДЕЛИРОВАНИЕ ОКЗ

#### А. Нетранспонированная ВЛ

В первую очередь исследование выполнено для нетранспонированной ВЛ. Этот случай также встречается на практике, как правило для ВЛ относительно небольших длин. Положение фаз представлено на рис. 2 (далее данное положение будет неизменным для начала ВЛ при любом типе транспозиции).

На рис. 3 представлены результаты расчета амплитуды тока подпитки при ОКЗ в начале ВЛ в зависимости от длины ВЛ на холостом ходу (ХХ) (слева) и от угла  $\delta$  при длине ВЛ 400 км (справа). Для наглядного сравнения также добавлены результаты расчета тока подпитки для случая идеально транспонированной ВЛ.

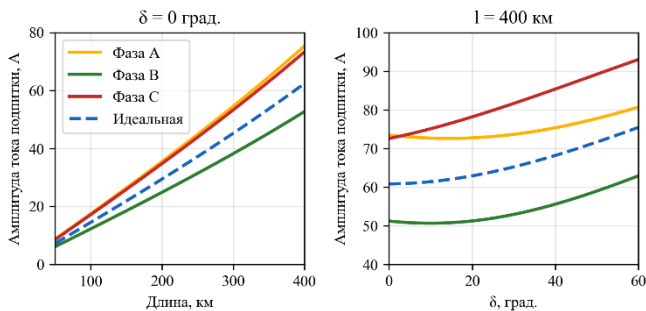


Рис. 3. Зависимость тока подпитки от длины ВЛ (слева) и угла  $\delta$  (справа) при ОКЗ в начале ВЛ при отсутствии транспозиции

Результаты расчетов, приведенные на рис. 3 демонстрируют, что токи подпитки при ОКЗ на фазах А и С на ХХ близки друг к другу и существенно выше значений для фазы В, что объясняется удаленностью фазы В от остальных фаз, в результате чего подпитка точки КЗ от неповрежденных фаз снижается. Увеличение угла  $\delta$  увеличивает величину тока (при этом для фаз А и В при небольших углах замечено снижение). Максимальный ток при этом соответствует случаю ОКЗ на фазе С.

Результаты расчета для случая идеально транспонированной ВЛ качественно воспроизводят тенденцию изменения тока подпитки и представляют собой усредненный результат, однако количественно результаты отличаются существенно.

#### В. Транспонированная ВЛ. Полный цикл

Далее было изучены зависимости изменения тока подпитки в случае, когда ВЛ имеет один полный цикл транспозиции с равным шагом. В работе рассмотрено два типа транспозиции, которые представлены на рис. 4.

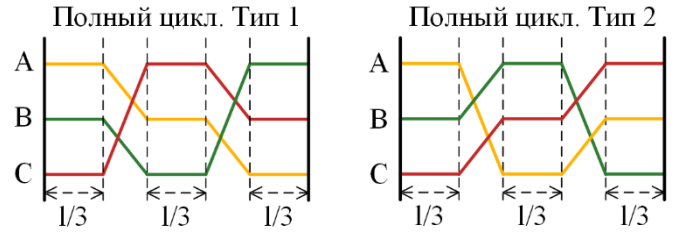


Рис. 4. Типы транспозиции с полным циклом

Результаты расчетов для ХХ при варьировании длины продемонстрировали, что токи подпитки для всех фаз идентичны вне зависимости от типа транспозиции. Более того, они совпадают с результатами, полученными при представлении ВЛ как идеально транспонированной.

На рис. 5 представлены результаты расчета амплитуды тока в зависимости от угла  $\delta$  при длине ВЛ 400 км.

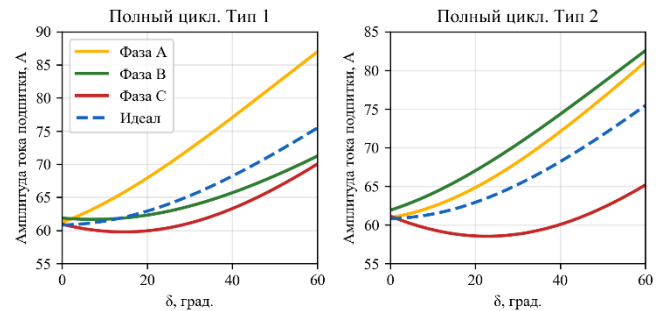


Рис. 5. Зависимость тока подпитки от угла  $\delta$  при ОКЗ в начале ВЛ 400 км при транспозиции с полным циклом

Анализ рис. 5 позволяет сделать следующие выводы. Увеличение угла (и передаваемой мощности) приводит к увеличению тока подпитки. Однако, по сравнению с ХХ, даже в случае транспозиции с полным циклом появляются различия в величине тока при варьировании фазы, в которой возникает ОКЗ. При этом видно, что на величину тока также влияет и тип транспозиции. Максимальный ток соответствует первому типу транспозиции при ОКЗ в фазе А. Выводы для нагрузочных режимов по поводу результатов расчета с идеально транспонированной ВЛ остаются аналогичными случаю ВЛ без транспозиции.

#### С. Транспонированная ВЛ. Неполный цикл

Рассмотрим случай, когда на ВЛ используется транспозиция с неполным циклом, при этом будем учитывать, что есть два варианта организации транспозиции с неполным циклом (см. рис. 6). Узел транспозиции находится на расстоянии  $l_{тр}$  от начала ВЛ.

На рис. 7 представлены результаты расчета амплитуды тока подпитки в зависимости от длины ВЛ на ХХ при ОКЗ в начале ВЛ для обоих типов транспозиции. Узел транспозиции находится в середине ВЛ.

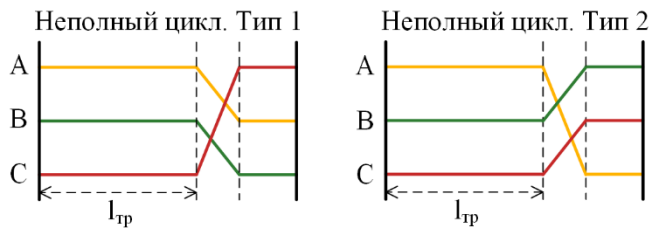


Рис. 6. Типы транспозиции с неполным циклом

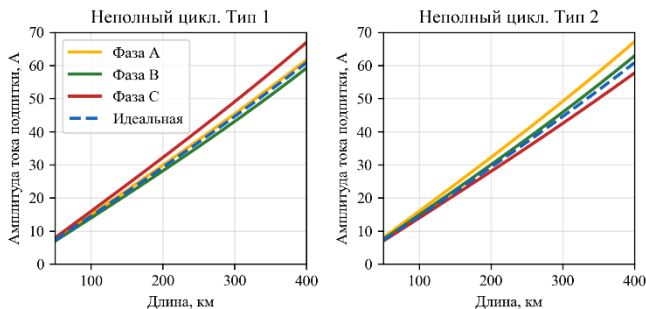


Рис. 7. Зависимость тока подпитки от длины ВЛ при ОКЗ в начале ВЛ при транспозиции с неполным циклом

Результаты расчетов на рис. 7 позволяют сделать вывод о том, что здесь существенные различия, полученные для случая отсутствия транспозиции при варьировании поврежденной фазы, практически отсутствуют.

На рис. 8 представлены результаты расчета амплитуд тока подпитки в зависимости от  $\delta$  при длине ВЛ 400 км.

Рис. 8 показывает, что качественно зависимости схожи с ранее полученными результатами. Но необходимо отметить, что тип транспозиции при неполном цикле существенно оказывает существенное влияние на величину тока: так, для транспозиции с типом 1 максимальный ток соответствует  $\sim 82$  А, для типа 2 –  $\sim 95$  А. Сравнение с результатами для случая без транспозиции (макс.  $\sim 92$  А) показывает, что при неполном цикле в определенных условиях ток может быть даже немного выше.

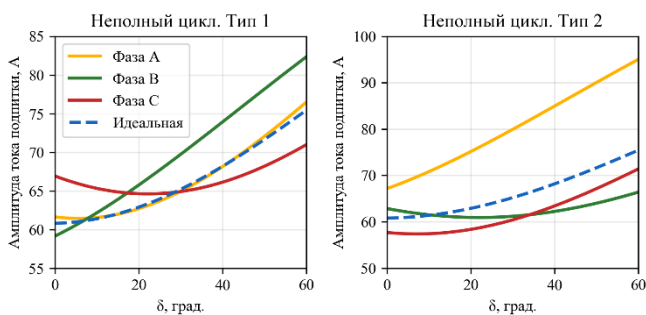


Рис. 8. Зависимость тока подпитки от угла  $\delta$  при ОКЗ в начале ВЛ 400 км при транспозиции с неполным циклом

Далее рассмотрен случай, когда узел транспозиции находится не в середине ВЛ. На рис. 9 представлены результаты расчета при угле 60 градусов и длине 400 км.

Анализ рис. 9 показывает, что расстояние до узла транспозиции существенно влияет на величину тока подпитки. При этом для типа 2 при ОКЗ в фазе А ток действительно может превышать наибольший, полученный для случая ВЛ без транспозиции, в данном случае он составляет достигает максимума  $\sim 96$  А при расстоянии до узла транспозиции  $\sim 150$  км.

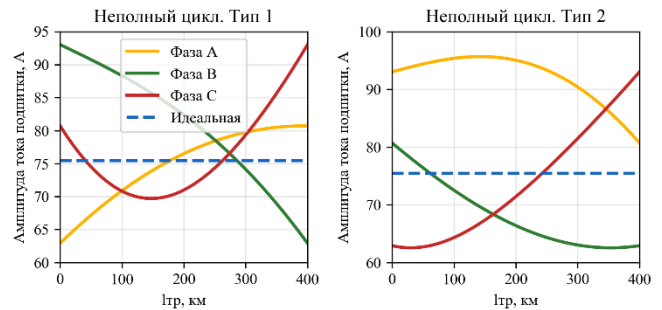


Рис. 9. Зависимость тока от расстояния до узла транспозиции при ОКЗ в начале ВЛ 400 км при транспозиции с неполным циклом

#### IV. Выводы

Разработана математическая модель электропередачи переменного тока в фазных координатах для исследования процессов в квазиустановившемся режиме бестоковой паузы ОАПВ. Получены и изучены зависимости тока подпитки от длины ВЛ и сдвига фаз между ЭДС внешних систем при учете реальной транспозиции ВЛ. Подробно исследован случай ВЛ с неполным циклом транспозиции.

Зависимости тока подпитки от длины ВЛ на XX, а также от  $\delta$  при различных реальных типах транспозиции показывают существенные отличия в результатах при рассмотрении ОКЗ в различных фазах. В связи с этим, выполнение расчета тока подпитки при представлении ВЛ идеально транспонированной позволяет получить лишь качественно схожий результат, но не позволяет определить наибольшую величину тока подпитки и корректно оценить требуемую длительность бестоковой паузы ОАПВ.

Результаты расчета тока подпитки для случая ВЛ при транспозиции с неполным циклом показали, что токи существенно зависят от расстояния до узла транспозиции. При этом обнаружен диапазон расстояний, при которых наибольшее значение тока превышало полученное для случая нетранспонированной ВЛ.

#### Список литературы

- [1] Процессы при однофазном автоматическом повторном включении линий высоких напряжений / Н.Н. Беляков, К.П. Кадомская, М.Л. Левинштейн и др.; Под ред. М.Л. Левинштейна. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 256 с.
- [2] Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России. Теоретические и практические основы. Том 1: Электропередача переменного тока/ Под общей редакцией чл.-корр. РАН, д.т.н., проф. А.Ф. Дьякова – Москва: НТФ «Энергопрогресс» Корпорация «ЕЭЭК», 2012. – 696 с.
- [3] Джононаев, С.Г. Ликвидация неустойчивых однофазных коротких замыканий в транспонированных линиях в цикле ОАПВ с использованием автоматического шунтирования фазы / С.Г. Джононаев // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. – 2018. – №3 (72). – С. 157-174.
- [4] Евдокунин, Г. А. Электрические системы и сети : учебное пособие — 5-е изд., испр. и доп. — Санкт-Петербург : Родная Ладога, 2024. — 464 с.
- [5] Правила устройства электроустановок [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Норматика, 2020. – 462 с., ил. – (Кодексы. Законы. Нормы).
- [6] Dommel H.W. Electromagnetic Transients Program (EMTP) Theory Book. / H. W. Dommel – Portland, OR, USA: Bonneville Power Administration, 1986.
- [7] Михайлов, Д. О. Исследование влияния погрешностей в определении величины погонных параметров воздушной ЛЭП на результаты расчетов установившихся режимов и токов короткого замыкания / Д. О. Михайлов, Е. Б. Шескин // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2025. – № 1(92). – С. 105-120.

# ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ХРОМАТОГРАФИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

Михайлов К.С.<sup>1</sup>, Хренников А.Ю.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги, ФГБОУ ВО СамГТУ, <sup>2</sup>АО «НТЦ ФСК ЕЭС» Россети

<sup>1</sup>Самара, <sup>2</sup>Москва Россия

e-mail: mikhailov-ks@yandex.ru

## Аннотация

**Состояние вопроса:** В современных условиях наблюдается ускоренное увеличение доли энергетического оборудования, исчерпавшего нормативный срок службы, что обуславливает необходимость разработки эффективных методов диагностики и прогнозирования остаточного ресурса. Силовые трансформаторы представляют собой наиболее сложные, ответственные и дорогостоящие элементы распределительных сетей, чья надежность напрямую влияет на устойчивость работы энергосистемы в целом. В настоящее время увеличение надежности электрических сетей достигается внедрением технологий диагностического контроля, позволяющих оценивать и прогнозировать состояние трансформаторов. Хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле (ХАРГ), занимает особое место в системе диагностики благодаря своей способности выявлять развивающиеся дефекты на ранних стадиях. Подходы к интерпретации результатов хроматографического анализа прошли значительную эволюцию – от простого сравнения с предельными концентрациями до сложных математических моделей.

**Материалы и методы:** К рассмотрению принимался хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле, метод треугольника Дюваля как интерпретация хроматографического анализа.

**Результаты:** Полученные результаты демонстрируют высокую эффективность метода треугольника Дюваля для раннего выявления серьезных термических дефектов в силовых трансформаторах, что позволяет предотвратить развитие аварийной ситуации и оптимизировать затраты на техническое обслуживание оборудования.

**Выводы:** Хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле, зарекомендовал себя как наиболее эффективный и информативный метод диагностики силовых трансформаторов. Современные подходы, такие как метод треугольника Дюваля позволяют не только идентифицировать существующие дефекты на ранних стадиях их развития, но и прогнозировать остаточный ресурс оборудования.

**Ключевые слова:** силовой трансформатор, хроматографический анализ газов, диагностика, метод треугольника Дюваля, техническое состояние, надежность энергосистемы.

## ASSESSMENT OF THE TECHNICAL CONDITION OF POWER TRANSFORMERS BASED ON CHROMATOGRAPHIC ANALYSIS RESULTS

Konstsntin Mikhailov<sup>1</sup>, Aleksandr Khrennikov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Branch of «SO UPS» JSC UDS of The Middle Volga, SamPSU, <sup>2</sup>JSC «STC FGC UES» Rosseti

<sup>1</sup>Samara, <sup>2</sup>Moscow, Russia

Email: mikhailov-ks@yandex.ru

## Abstract

**Background:** In modern conditions, there is an accelerated increase in the share of power equipment that has exhausted its standard service life, which necessitates the development of effective diagnostic methods and forecasting of the remaining resource. Power transformers are the most complex, responsible and expensive elements of distribution networks, whose reliability directly affects the stability of the power system as a whole. Currently, an increase in the reliability of electrical networks is achieved by the introduction of diagnostic monitoring technologies that allow assessing and predicting the condition of transformers. Chromatographic analysis of gases dissolved in transformer oil (HARG) occupies a special place in the diagnostic system due to its ability to detect developing defects at an early stage. Approaches to interpreting the results of chromatographic analysis have evolved significantly, from simple comparisons with limit concentrations to complex mathematical models.

**Materials and Methods:** The chromatographic analysis of gases dissolved in transformer oil and the Duval triangle method as an interpretation of chromatographic analysis were considered.

**Results:** The results obtained demonstrate the high efficiency of the Duval triangle method for early detection of serious thermal defects in power transformers, which makes it possible to prevent the development of an emergency situation and optimize equipment maintenance costs.

**Conclusions:** Chromatographic analysis of gases dissolved in transformer oil has proven to be the most effective and informative diagnostic method for power transformers. Modern approaches, such as the Duval triangle method, make it possible not only to identify existing defects at the early stages of their development, but also to predict the remaining life of the equipment.

**Key words:** power transformer, chromatographic analysis of gases, diagnostics, Duval triangle method, technical condition, reliability of the power system.

## I. ВВЕДЕНИЕ

Ускоренное увеличение доли оборудования, исчерпавшего нормативный срок службы, требует мер по продлению его работоспособности, повышению экономической эффективности и обеспечению надежности работы энергосистемы в целом. Рост требований к надёжности и экономичности эксплуатируемых устройств обусловлен не только замедлением ввода новой техники, но и увеличением мощностей энергосистем и обострением конкуренции среди энергетических компаний.

Силовые трансформаторы относятся к числу наиболее сложных, ответственных и дорогостоящих элементов распределительных сетей. Надёжность подстанций и всей электросетевой инфраструктуры во многом зависит от безаварийной эксплуатации трансформаторов [5]. Возникающие в процессе эксплуатации дефекты часто приводят к аварийным отключениям, вызывая перебои в энергоснабжении, длительные простои оборудования и значительные затраты на восстановление. Для предотвращения таких последствий важно своевременно выявлять и устранять обнаруженные повреждения.

На данный момент увеличение надежности электрических сетей достигается внедрением технологий диагностического контроля (мониторинга), позволяющих оценивать и прогнозировать состояние трансформаторов, а также определять оптимальные по надежности сроки проведения технического обслуживания и ремонтов.

Для диагностики маслonaполненного оборудования разработан ряд методов и технических средств, основными из которых являются методы физико-химической диагностики, тепловизионная техника, методы акустического контроля и некоторые методы электрического контроля. Каждый метод направлен на выявление определенных дефектов, и до настоящего времени не разработан такой, который бы позволял выявлять повреждения и отклонения от нормы во всех узлах трансформатора.

## II. ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ

Хроматографический анализ газов, растворенных в масле (далее – ХАРГ) позволяет выявить дефекты трансформатора на ранней стадии их развития, предполагаемый характер дефекта и степень имеющегося повреждения [4]. Состояние трансформатора оценивается сопоставлением полученных при анализе количественных данных с граничными значениями концентрации газов и по скорости роста концентрации газов в масле.

Основными преимуществами данного метода диагностики трансформатора являются:

- Высокая чувствительность (позволяет обнаружить дефекты на ранней стадии);
- Информативность (точно идентифицирует тип дефекта);
- Возможность проводить анализ без отключения оборудования;
- Относительно невысокая стоимость анализа.

Также существует ряд недостатков:

- Требуется высокой квалификации персонала (лаборантов и диагностов);
- Качество отбора пробы очень критично сказывается на результатах анализа;
- Дает «мгновенный снимок» состояния;
- Не указывает точное месторасположение дефекта внутри бака.

Основными газами, характеризующими определенные виды дефектов в трансформаторе, являются: водород  $H_2$ , ацетилен  $C_2H_2$ , этан  $C_2H_6$ , метан  $CH_4$ , этилен  $C_2H_4$ , окись CO и двуокись  $CO_2$  углерода [2].

Таблица I. ВЗАИМОСВЯЗЬ ГАЗОВ И ХАРАКТЕРНЫХ ВИДОВ ДЕФЕКТОВ

Газ	Характерные дефекты	Характер дефектов
$H_2$	Частичные разряды, искровые и дуговые разряды	Дефекты электрического характера
$C_2H_2$	Электрическая дуга, искрение	
$CH_4$	Перегрев масла и бумажно-масляной изоляции или перегрев масла и бумажно-масляной изоляции, сопровождающийся разрядами	Дефекты термического характера
$C_2H_6$	Перегрев масла и бумажно-масляной изоляции в диапазоне температур	
$C_2H_4$	Перегрев масла и бумажно-масляной изоляции	
CO	Старение и увлажнение масла и (или) твердой изоляции	
$CO_2$	Старение и увлажнение масла и (или) твердой изоляции	

Стоит подчеркнуть, что подходы к интерпретации ХАРГ опираются на эмпирические допущения и практический опыт, накопленный специалистами со всего мира. В то же время эти методы требуют осторожного применения, поскольку они лишь выявляют вероятные, а не гарантированные дефекты. Как правило, интерпретационные подходы к ХАРГ строятся на ряде основных положений – концентрациях газов, выделении ключевых компонентов, соотношениях между этими основными газами и их графическом отображении.

Таким образом, хроматографический анализ – это мощный инструмент, который в умелых руках позволяет предотвратить катастрофический отказ дорогостоящего энергетического оборудования, планируя его ремонт на основе объективных данных.

### III. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА МЕТОДОМ ТРЕУГОЛЬНИКА ДЮВАЛЯ

С целью выявления дефектов в масляных трансформаторах используется ряд специальных методик. В данной статье к рассмотрению был принят Метод треугольника Дюваля [3].

Метод треугольника Дюваля представляет собой мощный инструмент диагностики, основанный на ХАРГ, растворенных в трансформаторном масле. Этот метод зарекомендовал себя как один из наиболее точных способов идентификации типа развивающихся дефектов в силовых трансформаторах. Благодаря своей наглядности и высокой достоверности результатов, метод получил широкое распространение в энергетической отрасли и был включен в международные стандарты, включая IEEE C57.104 и IEC 60599 [3].

Метод основан на фундаментальном принципе, что различные физические процессы в изоляционной системе трансформатора приводят к образованию характерных соотношений газов. При термическом или электрическом воздействии на минеральное масло и целлюлозную изоляцию происходит разложение этих материалов с образованием газов. Состав и соотношение этих газов напрямую зависят от температуры и энергии воздействия.

Метан ( $\text{CH}_4$ ) образуется преимущественно при термических процессах низкой и средней интенсивности. Этилен ( $\text{C}_2\text{H}_4$ ) является маркером высокотемпературных термических процессов, причем его концентрация растет с увеличением температуры. Ацетилен ( $\text{C}_2\text{H}_2$ ) образуется в значительных количествах только при наличии электрических дуговых разрядов, что делает его надежным индикатором электрических неисправностей.

Основу метода составляют три процентных соотношения, вычисляемые по формулам. Процентное содержание метана рассчитывается как отношение концентрации метана к сумме концентраций трех ключевых газов, умноженное на 100%. Аналогично вычисляются проценты для ацетилена и этилена. Важно отметить, что сумма трех полученных значений всегда равна 100%, что обеспечивает возможность графического представления точки внутри равностороннего треугольника [3].

Геометрическая интерпретация метода основана на свойствах равностороннего треугольника. Каждая вершина треугольника соответствует 100% содержания одного из газов. Противоположная вершине сторона соответствует

нулевому содержанию этого газа. Любая точка внутри треугольника однозначно определяется тремя координатами, представляющими процентное содержание каждого газа.

Треугольник Дюваля разделен на семь основных зон, каждая из которых соответствует определенному типу дефекта (рис. 1) [3].

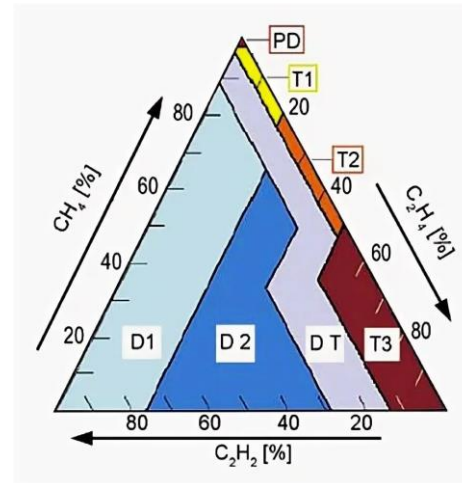


Рис. 1. Треугольник Дюваля

Зона PD – зона частичных разрядов. Эта зона характеризуется высоким содержанием метана и низким содержанием ацетилена. Физически эта зона соответствует коронным разрядам в газовых включениях изоляции. Температура таких процессов обычно не превышает  $300^\circ\text{C}$ .

Зона D1 – зона разрядов низкой энергии. В этой зоне отмечается значительное содержание ацетилена при умеренном содержании метана. Такие разряды зачастую возникают при искрении в изоляции и характеризуются температурами в диапазоне  $300\text{--}700^\circ\text{C}$ .

Зона D2 – зона разрядов высокой энергии, преимущественно электрическим дугам. Для этой зоны характерно высокое содержание ацетилена при относительно низком содержании метана. Температура дуговых разрядов может достигать нескольких тысяч градусов.

Зона T1 – зона термических дефектов низкой температуры. В этой зоне преобладает метан при незначительном содержании ацетилена. Такие дефекты, как правило, связаны с локальными перегревами до  $300^\circ\text{C}$ .

Зона T2 – зона термических дефектов средней интенсивности. Для этой зоны характерно повышенное содержание этилена при умеренном содержании метана. Температурный диапазон  $300\text{--}700^\circ\text{C}$  соответствует серьезным термическим дефектам.

Зона T3 – зона высокотемпературных термических дефектов. В этой зоне доминирует этилен при низком содержании ацетилена. Такие дефекты возникают при температурах свыше  $700^\circ\text{C}$  и указывают на серьезные проблемы.

Зона DT – зона комбинированных дефектов, где сочетаются термические и электрические воздействия.

Рассмотрим пример, силовой трансформатор 110/10 кВ, 40 МВА, результаты хроматографического анализа масла:

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ ХАРГ

Газ	Характерные дефекты, о.е.
H <sub>2</sub>	150
CH <sub>4</sub>	400
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	50
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	1200
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	80
CO	600
CO <sub>2</sub>	4500

Проверяем условия применимости метода Дюваля:

Сумма трех ключевых газов:

$$400+50+1200 = 1650 \text{ о.е.} > 50 \text{ о.е.}$$

Концентрация C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> = 50 о.е. > 1 о.е.

Все три ключевых газа присутствуют в необходимом количестве. Общая сумма содержания газов составляет 1650 о.е., процентное соотношение концентраций газов составляет CH<sub>4</sub> = 24,24% C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> = 3,03%, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> = 72,73%. Тока с координатами (24,24; 3,03; 72,73) соответствует термическому дефекту с температурой выше 700°C.

Вероятная причиной дефекта может являться:

- Перегрев контактов;
- Дефекты в магнитопроводе;
- Локальный перегрев обмоток;
- Пиролиз масла.

#### IV. Выводы

Хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле, зарекомендовал себя как наиболее эффективный и информативный метод диагностики силовых трансформаторов [4]. Современные подходы, такие метод треугольника Дюваля позволяют не только идентифицировать существующие дефекты на ранних стадиях их развития, но и прогнозировать остаточный ресурс оборудования.

Ключевым преимуществом хроматографических методов является возможность перехода от планово-предупредительного обслуживания к стратегии управления по фактическому состоянию. Это позволяет

оптимизировать затраты на ремонт и техническое обслуживание, предотвращать внезапные отказы и повышать общую надежность энергосистемы.

Метод треугольника Дюваля остается одним из наиболее надежных и широко применяемых инструментов диагностики силовых трансформаторов. Понимание физических основ метода, правил его применения и ограничений позволяет специалистам эффективно использовать этот мощный диагностический инструмент для обеспечения надежной работы трансформаторного оборудования [3].

#### Список литературы

- [1] СТО 56947007-29.240.008-2009 "Методика оценки состояния силовых трансформаторов по результатам хроматографического анализа газов"
- [2] СТО 34.01-23-003-2019 "Методические указания по техническому диагностированию развивающихся дефектов маслonaполненного высоковольтного электрооборудования по результатам анализа газов, растворенных в минеральном трансформаторном масле"
- [3] Duval, M. New techniques for dissolved gas in oil analysis / M. Duval // IEEE Electr. Insul. Mag. 2003, 19. – P. 6 – 15.
- [4] Давиденко, И. В. Новые способы идентификации вида дефектов маслonaполненных вводов с помощью хроматографии / И. В. Давиденко // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2009. – № 1-2. – С. 130-134. – EDN KYTTVB.
- [5] Хренников, А. Ю. Техническая диагностика, повреждаемость и ресурсы силовых и измерительных трансформаторов и реакторов : монография / А. Ю. Хренников, В. Г. Гольдштейн ; А. Ю. Хренников, В. Г. Гольдштейн. – Москва : Энергоатомиздат, 2007. – 319 с. – ISBN 978-5-283-03270-2. – EDN QMKWYZ.
- [6] Хренников, А. Ю. Техническое обслуживание подстанций : Учебное пособие для студентов среднего профессионального образования / А. Ю. Хренников, Н. М. Александров, М. А. Кашин. – Москва : Общество с ограниченной ответственностью "Издательство "КноРус", 2024. – 256 с. – ISBN 978-5-406-12970-8. – EDN OGKGBT.
- [7] Хренников, А. Ю. Устранение и предупреждение аварий и неполадок электрооборудования / А. Ю. Хренников, Н. М. Александров. – Москва : Общество с ограниченной ответственностью "Издательство "КноРус", 2024. – 304 с. – ISBN 978-5-406-13395-8. – EDN TPBYJQ.
- [8] Оперативное выездное обслуживание подстанций и распределительных сетей : учебное пособие / А. Ю. Хренников, Н. М. Александров, С. А. Михайлов, И. А. Косорлуков. – Москва : Общество с ограниченной ответственностью "Издательство "КноРус", 2025. – 416 с. – ISBN 978-5-406-14626-2. – EDN OOBINW.
- [9] Эксплуатация распределительных сетей + Приложение: дополнительные материалы : учебное пособие / А. Ю. Хренников, В. В. Вахнина, Н. М. Александров, С. А. Михайлов. – Москва : Общество с ограниченной ответственностью "Издательство "КноРус", 2026. – 304 с. – ISBN 978-5-406-15645-2. – EDN ZBHHSE.

# АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ФАЗОВОРОТНОГО ТРАНСФОРМАТОРА НА ОБЪЕКТАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

Нагорнов А.С., Стоцкий К.С.

Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы республики Башкортостан»  
Уфа, Россия  
e-mail: nagornov.anton37@gmail.com

## Аннотация

**Состояние вопроса:** Реализация ремонта ВЛ 500 кВ Бекетово – Уфимская, являющейся объектом диспетчеризации Филиала АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы республики Башкортостан», осложнено необходимостью выполнения деления шунтирующей сети, с последующим снижением гибкости и надежности сети в Центральной части энергосистемы Республики Башкортостан. Установка фазоворотного трансформатора на АТ-2 ПС 500 кВ Уфимская посредством контролируемого перераспределения активной мощности по элементам сети, может стать полезным и эффективным мероприятием в проведении ремонта ВЛ 500 кВ Бекетово - Уфимская. Таким образом, необходимо оценить эффективность применения фазоворотного трансформатора при реализации ремонта ВЛ 500 кВ Бекетово – Уфимская.

**Материалы и методы:** Выполнялись расчеты установившихся режимов в ПК «RastrWin3».

**Результаты:** Определена токовая нагрузка, а также перетоки активной мощности по элементам шунтирующей сети при реализации ремонта ВЛ 500 кВ Бекетово – Уфимская до и после установки фазоворотного трансформатора на АТ-2 ПС 500 кВ Уфимская.

**Выводы:** Установка фазоворотного трансформатора является эффективным мероприятием по регулированию перетоков активной мощности по АТ-2 ПС 500 кВ Уфимская в условиях реализации ремонта ВЛ 500 кВ Бекетово – Уфимская. Эффективность предлагаемого мероприятия подтверждается расчетами, выполненными в ПК «RastrWin3».

**Ключевые слова:** фазоворотный трансформатор, переток активной мощности.

## ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF PHASE-SHIFTING TRANSFORMER APPLICATION AT POWER INDUSTRY FACILITIES IN THE REPUBLIC OF BASHKORTOSTAN

Anton Nagornov, Kirill Stotsky

Branch of JSC «SO UPS» «Regional Dispatch Control Center of the Energy System of the Republic of Bashkortostan»  
Ufa, Russia  
e-mail: nagornov.anton37@gmail.com

## Abstract

**Background:** The implementation of repairs on the 500 kV Beketovo–Ufinskaya overhead line (OL), which is an object of dispatch control for the Branch of JSC «SO UPS» «Regional Dispatch Control Center of the Energy System of the Republic of Bashkortostan», is complicated by the necessity to perform a division of the shunt network. This would subsequently reduce the flexibility and reliability of the grid in the central part of the Bashkortostan energy system. Installing a phase-shifting transformer (PST) on AT-2 at the 500 kV, Ufinskaya substation, through controlled redistribution of active power across network elements, could prove to be a useful and effective measure for carrying out repairs on the 500 kV Beketovo–Ufinskaya OL. Thus, it is necessary to assess the effectiveness of using a phase-shifting transformer in the context of repairing the 500 kV Beketovo–Ufinskaya overhead line.

**Materials and methods:** Steady-state regime calculations were performed using the RastrWin3 software package.

**Results:** The current load and active power flows across the shunt network elements were determined for the 500 kV Beketovo–Ufinskaya overhead line (OL) repair scenario, both before and after installing the phase-shifting transformer (PST) on AT-2 at the 500 kV Ufinskaya substation.

**Conclusions:** The installation of a phase-shifting transformer (PST) is an effective measure for regulating active power flows through AT-2 at the 500 kV Ufinskaya substation during repairs on the 500 kV Beketovo–Ufinskaya overhead line (OL).

The effectiveness of this proposed measure is confirmed by calculations performed using the RastrWin3 software package.

**Key words:** phase-shifting transformer, active power flow.

## I. ВВЕДЕНИЕ

Регулирование перетоков активной мощности – одна из важнейших задач при планировании режима работы любой энергосистемы и его управлении, способствует обеспечению стабильности частоты электрического тока, предотвращению перегрузок электросетевого оборудования, а также оптимизации экономических показателей.

В настоящий момент, к наиболее распространенным и не связанным с отключением или ограничением потребителей электрической энергии мероприятиям по регулированию перетоков активной мощности в сети относят:

- управление генерацией на электростанциях;
- изменение топологии сети.

Проблема регулирования перетоков активной мощности наиболее актуальна при проведении ремонтов электросетевого оборудования, при которых характерны риски появления перегрузки линий электропередачи и трансформаторного оборудования. При этом, в период проведения большого количества ремонтов электросетевого оборудования (летняя ремонтная кампания) имеющиеся мероприятия по регулированию перетоков активной мощности могут быть недостаточно эффективны, что, в свою очередь, повышает актуальность проблемы и приводит к необходимости разработки дополнительных инструментов регулирования перетоков активной мощности.

## II. ФАЗОВОПОВОРОТНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР (ФПТ) КАК СРЕДСТВО ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ

Фазоворотный трансформатор (ФПТ / Phase-Shifting Transformer, PST) – это специализированный тип трансформатора, предназначенный для целенаправленного изменения фазового угла напряжения между двумя точками электрической сети, что, в свою очередь, является инструментом по управлению перетоками активной мощности по линиям электропередачи и по трансформаторному оборудованию

Принцип работы: основа работы ФПТ заключается в инъекции (введении) дополнительного напряжения в последовательную цепь основной линии. Это дополнительное напряжение формируется таким образом, что оно сдвинуто по фазе (как правило, на 90 градусов) относительно напряжения самой линии. Векторное сложение основного и инжектируемого напряжений приводит к изменению результирующего фазового угла напряжения на выходе ФПТ. Поскольку переток активной мощности по линии прямо пропорционален синусу разности фазовых углов напряжений на ее концах, изменение этого угла с помощью ФПТ позволяет принудительно управлять величиной перетока. Пример подключения ФПТ приведен на рис. 1.

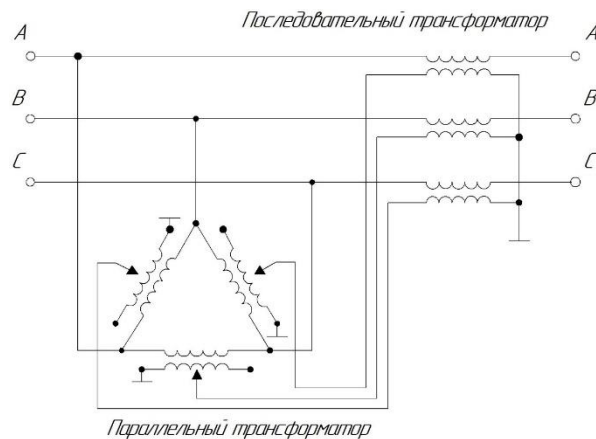


Рис. 1. Схема подключения ФПТ

ФПТ подключается последовательно в линию электропередачи или в трансформаторное оборудование, по которым необходимо регулировать переток активной мощности, и состоит из двух основных частей:

– Параллельный трансформатор (Parallel Transformer / Shunt Unit): подключается параллельно к основной линии (или к шинам подстанции). Его задача – формировать напряжение, которое будет использоваться для создания фазового сдвига.

– Последовательный трансформатор (Series Transformer / Series Unit): подключается последовательно в ту же самую линию или трансформаторное оборудование, по которым должен идти регулируемый переток. Именно в его вторичную обмотку вводится напряжение, формируемое параллельным трансформатором, для создания желаемого фазового сдвига [1].

Главное преимущество ФПТ заключается в возможности оперативной (по команде диспетчера) разгрузки недопустимо загруженной линии или трансформаторного оборудования за счет управляемого перераспределения активной мощности по остальным элементам сети.

Ремонт ВЛ 500 кВ Бекетово – Уфимская как схемно-режимное условие для внедрения ФПТ лирование реактивной мощности инверторным оборудованием в условиях отсутствия инсоляции

ВЛ 500 кВ Бекетово - Уфимская является одной из ЛЭП 500 кВ, обеспечивающих электроснабжение основного центра питания Центральной части энергосистемы Республики Башкортостан – ПС 500 кВ Бекетово, а также частично осуществляет транзит мощности между объединенными энергосистемами Урала и Средней Волги.

При выводе в ремонт ВЛ 500 кВ Бекетово – Уфимская для предотвращения перегрузки оборудования шунтирующей сети 110-220 кВ транзитным перетоком выполняется деление шунтирующей сети (на время ремонта отключается автотрансформатор 500/220 кВ на ПС 500 кВ Уфимская, номинальной мощностью 3х167 МВА (далее – АТ-2 ПС 500 кВ Уфимская) и ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская I цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская II цепь с отпайками) [2].

АТ-2 ПС 500 кВ Уфимская является одним из основных элементов контролируемого сечения «Центральная часть энергосистемы РБ» и для исключения перегрузки контролируемого сечения на время отключения АТ-2

ПС 500 кВ Уфимская на электростанциях Центральной части энергосистемы РБ из холодного резерва включается в работу генерирующее оборудование величиной около

300 МВт, в том числе оборудование с высокой стоимостью производства электрической энергии. Схема ремонта ВЛ 500 кВ Бекетово – Уфимская приведена на рис.2

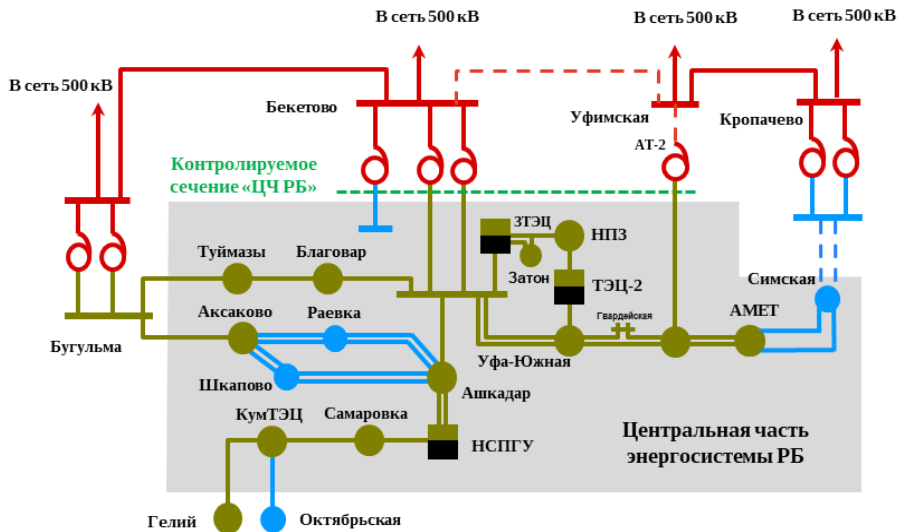


Рис. 2. Схема ремонта ВЛ 500 кВ Бекетово – Уфимская

Деление шунтирующей сети с отключением АТ-2 (500/220) ПС 500 кВ Уфимская, входящего в состав контролируемого сечения «Центральная часть энергосистемы РБ», в значительной мере снижает надежность и гибкость сети.

Установка и использование ФПТ на АТ-2 (500/220) ПС 500 кВ Уфимская за счет оптимального распределения перетоков активной мощности между связями контролируемого сечения «Центральная часть энергосистемы РБ» и по шунтирующей сети 220 кВ, позволит оставить в транзите автотрансформатор в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Бекетово – Уфимская.

### III. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ФПТ НА АТ-2(500/220) ПС 500 кВ УФИМСКАЯ

Для оценки эффективности ФПТ по регулированию перетоков активной мощности рассмотрен ремонт ВЛ 500 кВ Бекетово – Уфимская в летний период. Оценка

производилась до и после применения ФПТ в ПК «RastrWin3», фиксировались результаты.

На АТ-2 ПС 500 кВ Уфимская установлена автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО). До применения ФПТ для реализации ремонта по условиям отсутствия срабатывания противоаварийной автоматики в исходной схеме на ПС 500 кВ Уфимская требуется превентивное отключение АТ-2 (расчет произведен при предшествующем перетоке активной мощности по ВЛ 500 кВ Бекетово – Уфимская 1000 МВт, при этом расчетная нагрузка АТ-2 (500/220) ПС 500 кВ Уфимская – 1374 А, уставка срабатывания АОПО АТ-2 ПС 500 кВ Уфимская – 1233 А). Установившийся режим до установки ФПТ приведен на рис. 3. [3].

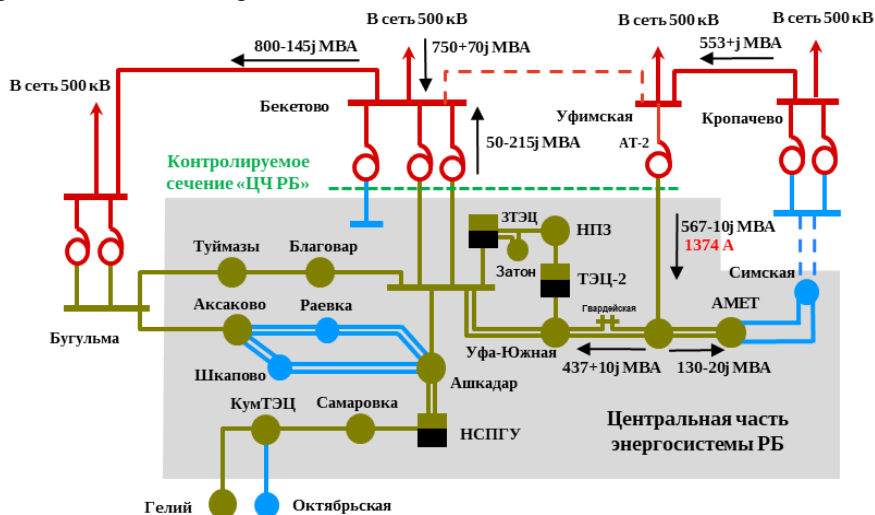


Рис. 3. Установившийся режим до установки ФПТ

Установка ФПТ снижает токовую нагрузку АТ-2 ПС 500 кВ Уфимская до длительно допустимых величин, что

позволяет выполнять ремонт ВЛ 500 кВ Бекетово – Уфимская без отключения АТ-2 ПС 500 кВ Уфимская, за

счет перераспределения потоков активной мощности по основным связям контролируемого сечения «Центральная часть энергосистемы РБ», тем самым увеличивая предел передаваемой электрической мощности по рассматриваемому контролируемому сечению.

Переток активной мощности по ВЛ 500 кВ Бекетово – Уфимская до вывода в ремонт 1000 МВт. Установившийся режим после установки ФПТ приведен на рис. 4.

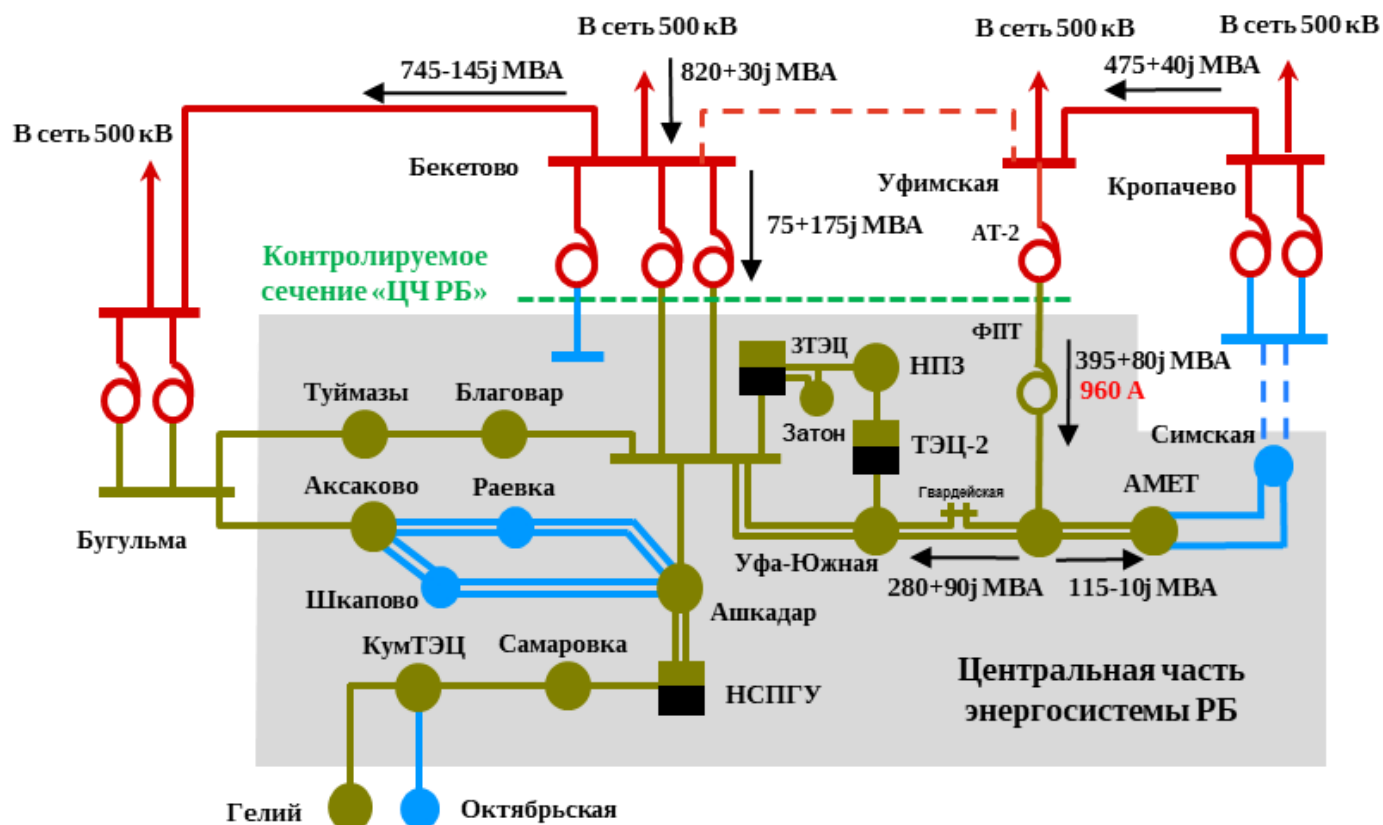


Рис. 4. Установившийся режим до установки ФПТ

#### IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Установка ФПТ является эффективным мероприятием по регулированию потоков активной мощности по АТ-2 ПС 500 кВ Уфимская в условиях реализации ремонта ВЛ 500 кВ Бекетово – Уфимская.

При этом отсутствие необходимости деления электрической сети с отключением АТ-2 ПС 500 кВ Уфимская в исходной схеме ремонта ВЛ 500 кВ Бекетово – Уфимская позволит сохранить одну из основных связей Центральной части энергосистемы РБ, что способствует увеличению надежности электроснабжения потребителей Центральной части энергосистемы РБ, а также исключает необходимость включения генерирующего

оборудования с высокой стоимостью производства электрической энергии величиной около 300 МВт.

Эффективность предлагаемого мероприятия подтверждается расчетами, выполненными в ПК «RastrWin3».

#### Список литературы

- [1] Иванов П. С., Петров А. В. Применение фазоворотных трансформаторов для управления потоками мощности в энергосистемах // Электричество. — 2023. — № 5. — С. 12–20.
- [2] Правила технологического функционирования электроэнергетических систем: постановление Правительства РФ от 13.08.2018 № 937 (ред. от 31.08.2024).
- [3] Методические указания по устойчивости энергосистем: приказ Минэнерго России от 03.08.2018 № 630 (ред. от 10.07.2023).

# ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ НАСТРОЙКИ АВТОМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ГИДРОАГРЕГАТОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ МАГАДАНА С ПОЗИЦИИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ

Плодистый Б.А., Гуриков О.В., Михайлов Д.О.  
АО «Научно-технический центр Единой энергетической системы»  
Санкт-Петербург, Россия  
e-mail: plodistyj-ba@ntcees.ru

## Аннотация

**Состояние вопроса:** На гидроэлектростанциях (ГЭС) Единой энергетической системы России (ЕЭС России) регулирование частоты и перетоков активной мощности осуществляется посредством систем автоматического регулирования частоты и активной мощности (САРЧМ) гидроагрегатов (ГА). Известны случаи, когда установленные производителем параметры настройки САРЧМ ГА оказывались неэффективными и приводили к появлению незатухающих колебаний частоты и срабатыванию автоматики частотной разгрузки (АЧР) с отключением потребителей электроэнергии. Описанные случаи возникали как при выделении ГЭС на изолированную работу на небольшую местную нагрузку, так и в технологически изолированных энергосистемах с преимущественной долей гидрогенерации, в том числе в энергосистеме Магаданской области. Таким образом, задача настройки АРЧМ ГА является актуальной для обеспечения устойчивости энергосистем.

**Материалы и методы:** Моделирование в программно-вычислительном комплексе (ПВК) Eurostag.

**Результаты:** Разработаны рекомендации по корректировке алгоритмов и параметров настройки САРЧМ ГА энергосистемы Магаданской области.

**Выводы:** Скорректированные алгоритмы и параметры настройки САРЧМ позволят повысить запасы устойчивости регулирования частоты.

**Ключевые слова:** автоматическое регулирование частоты и активной мощности гидроагрегатов, технологически изолированная территориальная энергосистема, первичное регулирование частоты, сверхнизкочастотные колебания.

## HYDRO GOVERNOR TUNING FOR THE MAGADAN POWER SYSTEM USING AN OSCILLATION STABILITY CRITERION

Boris Plodistyj, Oleg Gurikov, Denis Mikhailov  
JSC «Scientific and Technical Center of Unified Power System»  
Saint Petersburg, Russia  
e-mail: plodistyj-ba@ntcees.ru

## Abstract

**Background:** Hydro governors are responsible for active power and frequency control in the hydroelectric power plants of Unified Power System of Russia. However, governor settings provided by manufacturers can sometimes prove ineffective. There have been documented cases where these settings led to undamped ultra-low frequency oscillations and triggered under-frequency load shedding, resulting in consumer disconnections. Such incidents have occurred both in isolated power systems with a high share of hydropower, like the Magadan power system, and during unexpected islanding events. Therefore, optimizing hydro governor settings is a critical task for ensuring power system stability.

**Materials and Methods:** Simulation in the Eurostag software.

**Results:** This paper presents specific recommendations for optimizing the control algorithms and settings of the hydro governors in the Magadan power system.

**Conclusions:** Optimized control algorithms and settings of the hydro governors will enhance the power system stability.

**Key words:** hydro governor, island operation, primary frequency control, ultra-low frequency oscillation (ULFO).

## I. ВВЕДЕНИЕ

На ГЭС ЕЭС России регулирование частоты и перетоков активной мощности осуществляется посредством САРЧМ ГА. Известны случаи, когда установленные производителем параметры настройки САРЧМ ГА оказывались неэффективными и приводили к появлению незатухающих колебаний частоты и срабатыванию АЧР с отключением потребителей электроэнергии. Описанные случаи возникали как при выделении ГЭС на изолированную работу на небольшую местную нагрузку, так и в технологически изолированных энергосистемах с преимущественной долей гидрогенерации [1].

В июне 2024 года в энергосистеме Магаданской области происходило несколько случаев снижения частоты ниже до уставок срабатывания АЧР. При этом наблюдались сверхнизкочастотные колебания параметров электроэнергетического режима с периодом порядка 20 с (*ULFO*) и амплитудой до  $\pm 0,4$  Гц.

Собственником генерирующего оборудования и субъектом оперативно-диспетчерского управления был проведен анализ зарегистрированных данных. Предварительные результаты анализа показали, что причинами возникновения и развития данных колебаний с отключением потребителей электрической энергии действием АЧР являлась в том числе неэффективная работа САРЧМ ГА Колымской ГЭС (КГЭС). По предварительным результатам анализа неэффективная работа САРЧМ ГА КГЭС, предположительно, заключалась в неоптимальных параметрах настройки ПИД-регулятора частоты, уставок и алгоритма смены автоматического изменения режимов работы.

Целью настоящей работы являлась корректировка параметров настройки САРЧМ ГА и группового регулятора активной мощности (ГРАМ) КГЭС и Усть-Среднеканской ГЭС (УСГЭС), обеспечивающая минимизацию колебаний параметров электрического режима и нормативное качество регулирования частоты в Магаданской энергосистеме в соответствии с [2].

## II. РАСЧЕТНЫЕ УСЛОВИЯ

Поскольку выбор параметров настройки производителями САРЧМ путем проведения натурных испытаний не привел к устранению колебаний был выбран подход математического моделирования энергосистемы Магаданской области.

## A. Расчетная схема и модель энергосистемы

Энергосистема Магаданской области является технологически изолированной энергосистемой, не связанной с ЕЭС России. По состоянию на начало 2024 года на территории Магаданской области эксплуатируется 4 электростанции с общей установленной мощностью 1790 МВт: 2 гидроэлектростанции общей установленной мощностью 1470 МВт и две тепловые электростанции с общей установленной мощностью 320 МВт.

В ПВК Eurostag моделировалась полная схема Магаданской области, включающая в себя модели КГЭС и УСГЭС, электрическую сеть классом напряжения от 110 кВ включительно и нагрузку потребителей. Всего в модели электрической сети представлено 305 ветвей и 250 узлов, из которых 24 – генераторные. В моделях ГА учитывались различные типы радиально-осевых (РО) и поворотно-лопастных диагональных (ПЛД) гидротурбин в соответствии с [3]. В модели энергосистемы заданы актуальные модели и параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) генераторов, САРЧМ ГА и ГРАМ. Модель САРЧМ ГА разработана в соответствии с подробным описанием, предоставленным производителем САРЧМ, а модель ГРАМ – на основе исходного кода программного обеспечения.

На рис. 1 представлена упрощенная схема энергосистемы Магаданской области, отражающая наиболее тяжелый с позиции устойчивости регулирования частоты случай, когда вся генерация электроэнергии приходится на гидравлические станции. Именно в этих случаях наблюдалось возникновение колебаний частоты и мощности. На рис. 1 также изображены используемый тип модели гидротурбины для каждого из ГА и связи между системами регулирования частоты и мощности – САРЧМ и ГРАМ. На ГЭС установлены САРЧМ трёх различных производителей, их тип также указан на рис. 1. Пример структурной схемы АРЧМ типа 1 для режима «Мощность» представлен на рис. 2. Производитель САРЧМ ГА1-2 УСГЭС (АРЧМ «тип 2») не предоставил подробную информацию, в связи с чем невозможно было создать достоверную модель, и работа данного САРЧМ в расчетах не учитывалась (данные ГА были отключены во всех режимах).

## B. Рассмотренные электрические режимы

Магаданская энергосистема обладает двумя характерными видами электрических режимов

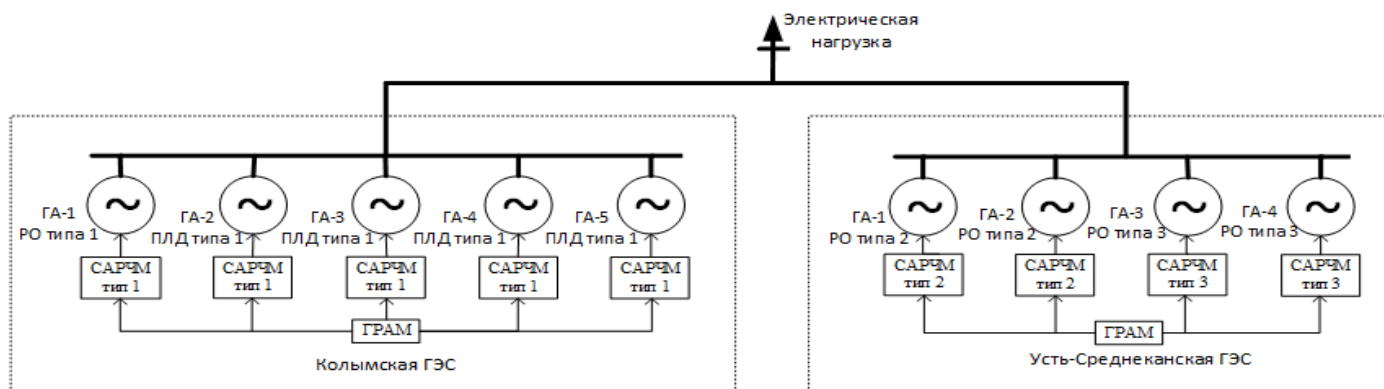


Рис. 1. Упрощенная схема расчетной модели энергосистемы Магаданской области

работы – зимних и летних месяцев. В настоящей работе для анализа функционирования ГРАМ и САРЧМ КГЭС и УСГЭС рассмотрены наиболее тяжелые режимные условия работы Магаданской энергосистемы с позиции обеспечения колебательной устойчивости регулирования частоты и мощности системами САРЧМ ГА ГЭС – режимы с минимальным числом включенного генерирующего оборудования без тепловой генерации. Режимы были выбраны таким образом, чтобы учесть все комбинации работы регуляторов производителей №1,3 при минимальном количестве включенного оборудования.

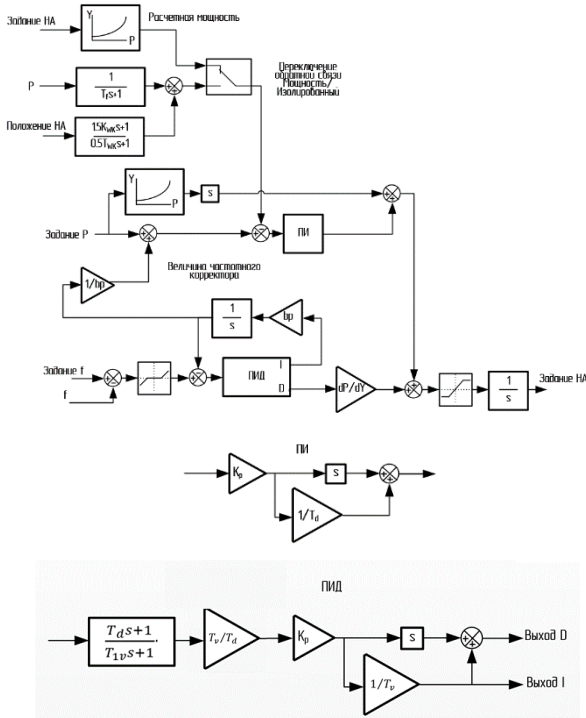


Рис. 2. Структурная схема САРЧМ типа 1 для режима «Мощность»

### С. Рассмотренные сценарии

Рассмотрены сценарии с погашением потребителей электрической энергии, вызванные потерей электроснабжения из-за аварийного отключения сетевого элемента в ремонтной схеме, сценарии аварийного отключения генерирующего оборудования, имитация скачкообразного изменения частоты. Рассмотрены величины небалансов как приводящие, так и не приводящие к отклонению частоты до уставок автоматического перехода САРЧМ ГА в режим «Частота». Во всех указанных сценариях для упрощения анализа функционирования САРЧМ ГА и ГРАМ ГЭС работа АЧР не моделировалась.

### Д. Критерии качества регулирования частоты

При анализе качества регулирования частоты по результатам моделирования приняты следующие критерии качества регулирования в соответствии с [2]:

- отсутствие незатухающих колебаний частоты с периодом в диапазоне 15-30 секунд;
- при наличии незатухающих колебаний частоты с периодами за диапазоном 15-30 секунд их амплитуда не превышает  $\pm 0,2$  Гц, а отклонения мощности ГА от среднего значения не превышают  $\pm 1\%$  от номинальной мощности;

- время выдачи первичной мощности при работе САРЧМ ГА в режиме «Мощность» составляет менее 60 секунд;
- при работе САРЧМ ГА в режиме «Мощность» статическая погрешность регулирования составляет не более 1% от номинальной мощности;
- время установления частоты при переходе САРЧМ ГА в режим «Частота» составляет менее 60 секунд;
- при работе САРЧМ ГА в режиме «Частота» статическая погрешность регулирования составляет не более 2% от номинальной мощности с учетом погрешности по статизму регулирования не более 10%.

## III. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

### А. Результаты с исходными (рабочими) алгоритмами и параметрами настройки

По результатам моделирования в 30 из 38 сценариев работа САРЧМ ГА КГЭС и УСГЭС типа 1 и 3 с рабочими алгоритмами и параметрами настройки не соответствует принятым критериям качества:

- в режимах «Мощность» и «Частота» САЧРМ наблюдались незатухающие колебания частоты большой амплитуды;
- в режиме «Мощность» САЧРМ не обеспечивается требуемая точность поддержания первичной мощности.

Проверка корректности функционирования ГРАМ КГЭС и УСГЭС показала, что ГРАМ обеих ГЭС работают удовлетворительно и корректировка их рабочих параметров настройки не требуется.

В алгоритмах производителя САРЧМ тип 3 была выявлена некорректная реализация расчета отклонения частоты за границу мертвой полосы первичного регулирования – она выполнена по типу зоны нечувствительности, что не отвечает требованиям нормативной документации [2] и не обеспечивает требуемую точность регулирования. Также в алгоритмах САРЧМ данного производителя было выявлено некорректный алгоритм инициализации задатчика мощности при переходе из режима «Частота» в режим «Мощность», который не учитывал возможное отклонение частоты в момент перехода, и соответственно, необходимость смещения задания мощности на величину расчетного значения требуемой первичной мощности.

Было выявлено, что в алгоритмах производителя САРЧМ тип 1 обратная связь по мощности в режиме «Мощность» выведена из работы, что не обеспечивает требуемую точность регулирования.

### В. Корректировка параметров настройки и алгоритмов САРЧМ ГА КГЭС и УСГЭС

Для достижения цели настоящей работы были выполнены исследования по оптимизации параметров настройки САРЧМ ГА №1-5 Колымской ГЭС типов 1, 3.

Выбор параметров настройки ПИ-регулятора мощности и ПИД-регулятора частоты осуществлялся последовательно. Сначала осуществлялся выбор параметров ПИД-регулятора частоты при работе ГА на индивидуальном управлении (без ГРАМ). Далее скорректированными параметрами настройки ПИД-

регулятора частоты осуществлялся выбор параметров настройки ПИ-регулятора мощности при подключении одного из двух ГА под управление ГРАМ при работе ГРАМ в режиме астатического регулирования частоты.

Исследования показали, что обеспечить выполнение всех требований действующей НТД, а именно: обеспечить выдачу требуемой первичной мощности за нормируемое время и устойчивость регулирования при одних неизменных параметрах настройки, не представляется возможным.

В связи с этим, при разработке рекомендаций по корректировке параметров настройки САРЧМ, а также их алгоритмов, в качестве приоритета выбрана устойчивость регулирования частоты во всех возможных схемно-режимных условиях работы Магаданской энергосистемы, что соответствует основной цели первичного регулирования частоты. При этом корректировка параметров настройки САРЧМ приведет к увеличению времени выдачи первичной мощности сверх нормируемого значения.

Также были скорректированы алгоритмы производителя САРЧМ тип 3 в части расчета отклонения частоты за границу мертвой полосы первичного регулирования и инициализации задатчика мощности при переходе из режима «Частота» в режим «Мощность».

### С. Результат корректировки параметров

По результатам моделирования в 9 из 38 сценариев работа САРЧМ ГА Колымской ГЭС и Усть-Среднеканской ГЭС со скорректированными алгоритмами и параметрами настройки не соответствует принятым критериям качества, а именно в экспериментах САРЧМ типа 1 в режиме «Мощность» не обеспечивают требуемую точность поддержания первичной мощности. Также все САРЧМ не обеспечивают требуемое время выдачи первичной мощности в опыте с имитацией скачкообразного изменения частоты.

На рис. 2 представлены сравнительные графики переходных процессов при различных наборах настроек ПИД-регулятора частоты режима «Мощность» САРЧМ типа 3: №1 – рабочие настройки САРЧМ; №2 – увеличение постоянной времени интегрирования; №3 – одновременное увеличение пропорционального коэффициента и постоянной времени интегрирования; №4 – одновременное увеличение пропорционального и дифференциального коэффициентов, постоянной времени интегрирования. Из рис. 2 видно, что наилучшим по качеству демпфирования колебаний частоты является набор №4 (рис. 3, б), который по сравнению с рабочими параметрами настройки несмотря на худшее быстродействие в опыте с имитацией скачкообразного изменения частоты обеспечивает в опыте с моделированием дефицита мощности устойчивость регулирования частоты и меньшую величину провала мощности.

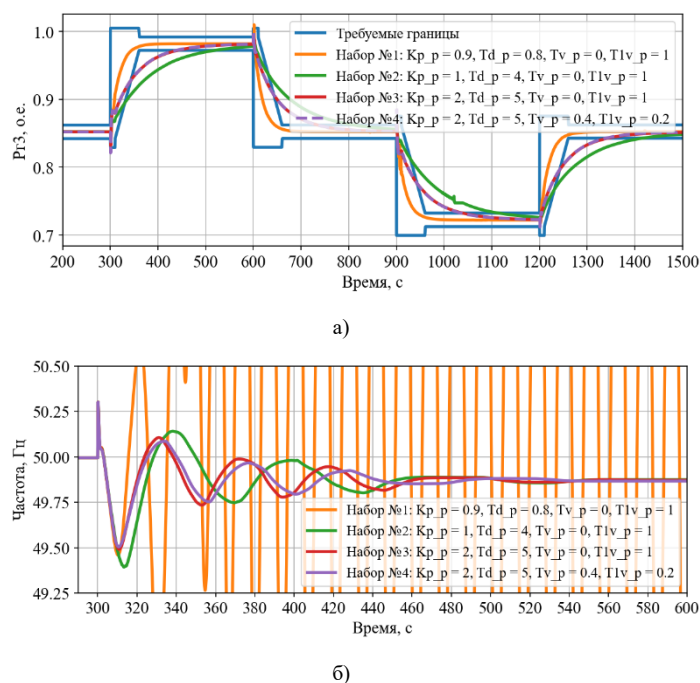


Рис. 3. Параметры электрического режима ГА №3 Усть-Среднеканской ГЭС при различных параметрах настройки: а) мощность и допустимые границы при имитации скачкообразного изменения частоты; б) частота при моделировании двухфазного короткого замыкания длительностью 0,12 с с отключением Т2 Колымской ГЭС, приводящее к отключению ГА №2 Колымской ГЭС

## IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рекомендации по корректировке алгоритмов и параметров настройки направлены собственнику генерирующего оборудования и в дальнейшем будут переданы производителям САРЧМ. На 2026 год запланированы мероприятия по модификации программного обеспечения и изменению параметров настроек САРЧМ гидроагрегатов ГЭС Магаданской энергосистемы, включая проведение натурных испытаний по проверке эффективности рекомендаций.

Скорректированные алгоритмы и параметры настройки САРЧМ позволяют повысить качество и запасы устойчивости регулирования частоты в Магаданской энергосистеме.

### Список литературы

- [1] Герасимов Д.А., Гуриков О.В., Кабанов Д.А., Смирнов А.Н. Проблемы устойчивости систем автоматического управления гидротурбиной на примере отечественного опыта // Известия НТЦ Единой Энергетической Системы № 89, 2023 г. – С. 109-130.
- [2] ГОСТ Р 70661–2023 Единая энергетическая система и изолированно работающие энерго-системы. Релейная защита и автоматика. Устройства автоматического регулирования частоты и активной мощности гидроагрегатов гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций. Нормы и требования: национальный стандарт Российской Федерации: дата введения 2023-04-01 / АО «СО ЕЭС». – Москва: Российский институт стандартизации, 2023. – 42 с.
- [3] Герасимов Д. А., Гуриков О. В. Моделирование поворотной лопасти гидротурбины: разработка общего подхода // Известия НТЦ Единой Энергетической Системы № 90, 2024 г. – С. 131-1

# ПРОГРАММНЫЙ РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА СКОРОСТИ СТАРЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛОНАПОЛНЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Синица М.К.<sup>1,3</sup>, Хренников А.Ю.<sup>2,3</sup>

<sup>1</sup>Филиал АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Средней Волги»

<sup>2</sup>АО «НТЦ ФСК ЕЭС» Россети

<sup>3</sup>ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»

<sup>1,3</sup>Самара, <sup>2</sup>Москва, Россия

e-mail: power@mksinitsa.ru

## Аннотация

**Состояние вопроса:** в настоящее время оценка скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования остаётся одной из ключевых задач диагностики и прогнозирования ресурса электротехнических систем. Комплексное использование методов расчёта с учётом пограничных условий их применимости обеспечивает более обоснованное определение остаточного ресурса изоляции и повышение достоверности результатов за счёт учёта реального распределения температуры наиболее нагретой точки обмотки. Алгоритмизация процесса расчёта и использование современных программных средств позволяют более полно оценивать изоляционный ресурс и обосновывать прогнозируемый срок службы оборудования с учётом различных режимов работы и тепловых воздействий.

**Материалы и методы:** использовались алгоритмические методы для построения алгоритма, а также объектно-ориентированное программирование

**Результаты:** проведённый программный расчёт на основе реальных эксплуатационных данных подтвердил корректность функционирования и высокую эффективность разработанного решения. Реализованная вычислительная система базируется на комплексном алгоритме, учитывающем граничные условия применимости каждого из встроенных методов и обеспечивающем адаптивную оценку параметров старения изоляции. Принцип действия основан на непрерывной обработке телеметрических температурных данных, их статистическом анализе и последующем вычислении коэффициента старения, что позволяет в режиме реального времени формировать оценку текущего состояния изоляционной системы трансформатора.

**Выводы:** разработанный алгоритмический подход к определению скорости старения маслонаполненной изоляции трансформаторов повышает достоверность оценки остаточного ресурса и общего технического состояния оборудования. Созданный программный инструмент, интегрируемый с современными системами мониторинга, формирует технологическую базу для перехода к интеллектуальным цифровым системам диагностики электроэнергетического оборудования, соответствующим современным требованиям надёжности и эксплуатационной эффективности.

**Ключевые слова:** уравнение Вант-Гоффа – Аррениуса, уравнение Монтсингера, трансформаторное маслонаполненное оборудование, комплексный алгоритм, программный комплекс

## SOFTWARE CALCULATION OF THE AGING RATE COEFFICIENT FOR TRANSFORMER OIL-FILLED EQUIPMENT

Mark Sinitsa<sup>1,3</sup>, Aleksandr Hrennikov<sup>2,3</sup>

<sup>1</sup>SO UPS ODC of the Middle Volga

<sup>2</sup>STC Rosseti FGC UES

<sup>3</sup>Samara State Technical University

<sup>1,3</sup>Samara, <sup>2</sup>Moscow, Russia

e-mail: power@mksinitsa.ru

## Abstract

**Background:** currently, assessing the aging rate of insulation in transformer oil-filled electrical equipment remains one of the main tasks in diagnosing and predicting the lifespan of electrical systems. Integrating calculation methods that take into account the specific conditions for their use allows for a more accurate estimation of the remaining life of the insulation and increases the reliability of the results by considering the actual temperature distribution at the hottest point of the winding. The algorithmization of the calculation process and the use of advanced software tools enable a more comprehensive assessment of insulation resources and a more accurate prediction of the projected service life of equipment, considering various operating conditions and thermal effects.

**Materials and methods:** algorithmic methods were used to build the algorithm, as well as object-oriented programming.

**Results:** the program calculation based on real operational data confirmed the correct functioning and high efficiency of the developed solution. The implemented computing system is based on a complex algorithm that takes into account the boundary conditions of applicability of each of the built-in methods and provides an adaptive assessment of insulation aging parameters. The

principle of operation is based on continuous processing of telemetric temperature data, their statistical analysis and subsequent calculation of the aging coefficient, which allows for a real-time assessment of the current state of the transformer insulation system.

**Conclusions:** the developed algorithmic approach to determining the aging rate of oil-filled transformer insulation significantly improves the reliability of assessing the residual resource and overall technical condition of equipment. This approach forms the basis for creating a software tool that, when integrated with modern monitoring systems, provides the technological foundation for transitioning to intelligent digital diagnostic systems for electrical power equipment that meet current standards for reliability and operational efficiency.

**Keywords:** Van 't-Hoff–Arrhenius equation, Montsinger equation, transformer oil-filled equipment, complex algorithm, software package.

## 1. ВВЕДЕНИЕ

В условиях роста электрических нагрузок, цифровизации энергосистем и ужесточения требований к безаварийной работе оборудования надёжность силовых трансформаторов становится ключевым фактором устойчивости энергосети. Работоспособность маслонаполненных трансформаторов напрямую зависит от состояния их изоляционной системы, основу которой составляют целлюлозные диэлектрики и трансформаторное масло — материалы, обеспечивающие как электрическую прочность, так и эффективный тепловой отвод.

Возрастающие требования к надёжности и ресурсоэффективности трансформаторного оборудования обуславливают необходимость создания усовершенствованных диагностических методик, способных адаптивно оценивать состояние изоляции по данным высокочастотного температурного мониторинга с учётом реальных режимов работы. Поскольку значительная доля отказов трансформаторов обусловлена старением изоляционных материалов, разработка алгоритмических систем, обеспечивающих автоматизированное определение степени износа и прогнозирование остаточного ресурса на основе комплексного анализа параметров, становится задачей первостепенной инженерной важности [1].

Актуальность работы заключается в необходимости разработки алгоритмически ориентированных программных решений, способных к интеграции в современные системы цифрового мониторинга и обеспечивающих достоверную оценку остаточного ресурса изоляции трансформаторного оборудования в динамических эксплуатационных условиях.

## 2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ

В работе [2] рассмотрены основные методы расчета скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования. К ним относятся:

- уравнение Вант-Гоффа – Аррениуса;
- уравнение Монтсингера;

На их основе были предложены усовершенствованные методы расчета, к которым относятся:

- метод усредненных промежуточных;
- модифицированный метод.

В общем виде уравнение Вант-Гоффа – Аррениуса является математической интерпретацией теории активных соударений и может быть представлена в виде:

$$k(T) = A \cdot e^{\left(\frac{-E_a}{R \cdot T}\right)} \quad (1)$$

где  $A$  – предэкспоненциальный множитель, показывающий общее число столкновений молекул (не зависит от температуры);

$T$  – температура, К;

$E_a$  – (подбирается в зависимости от свойств конкретного материала и условий эксплуатации), Дж/моль;

$R$  – универсальная газовая постоянная, Дж/моль·К.

Уравнение Монтсингера, являясь частным случаем уравнения Вант-Гоффа – Аррениуса, было получено эмпирически, и объясняет, что при изменении температуры наиболее нагретой точки обмотки на  $6^\circ\text{C}$  скорость старения изоляции увеличивается в два раза. Уравнение Монтсингера записывается в виде:

$$V(T) = 2^{\frac{T-98}{6}} \quad (2)$$

где  $V(T)$  – относительная скорость старения при текущей температуре  $T$ ;

98 – базовая температура, при которой скорость старения принимается равной 1.

Опираясь на уравнения Монтсингера и Вант-Гоффа – Аррениуса в работах [3] были получены уточняющие методы расчета коэффициента скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования.

Метод усредненных промежуточных основан на линейной интерполяции коэффициента  $V(T)$  между границами шестиградусных интервалов, установленных в [4]. Значение коэффициента скорости старения определяется как:

$$V(T) = V_1 + n \cdot \Delta V \quad (3)$$

где  $n$  – разница температур текущей и нижней границы шестиградусного интервала;

$\Delta V$  – приращение коэффициента скорости старения изоляции на  $1^\circ\text{C}$  внутри шестиградусного интервала.

Предлагаемый метод расчёта коэффициента скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования основан на предположении о линейном характере зависимости в пределах каждого шестиградусного температурного диапазона. Хотя такая аппроксимация отличается от экспоненциальных зависимостей, описываемых уравнениями Вант-Гоффа – Аррениуса и Монтсингера, она обладает практической ценностью, поскольку позволяет более реалистично отразить изменение свойств изоляционных материалов при постепенном повышении температуры внутри заданного интервала.

Модифицированный метод основан на удвоении коэффициента скорости старения изоляции через степенную функцию  $2^n$ , являющейся основным принципом классического уравнения Монтсингера.

При  $n = 0$  коэффициент скорости деградации изоляции оборудования принимает значение  $V = V_0 + V_0 = 2V_0$ , что соответствует удвоению коэффициента скорости старения

изоляции трансформаторов, предполагаемого в эмпирическом правиле Монтсингера.

При каждом снижении  $n$  на единицу (значения изменяются от 5 до 0), что соответствует повышению температуры наиболее нагретой точки на  $1^\circ\text{C}$ , величина  $V_0/2^n$  уменьшается, а коэффициента скорости старения изоляции плавно увеличивается экспоненциально. Таким образом на каждом шаге величиной в  $1^\circ\text{C}$  коэффициент  $V_0$  возрастает пока не достигает величины  $V = 2V_0$ .

Модифицированный метод расчёта коэффициента скорости старения изоляции основан на экспоненциальной зависимости, отражающей ускорение деградации изоляционных материалов при росте температуры. Такой подход обеспечивает более адекватное моделирование высокотемпературных режимов работы трансформаторного оборудования.

### III. 3. ПРОГРАММНЫЙ РАСЧЕТ

В работе [5] был предложен комплексный алгоритмический метод расчета скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования. Данный алгоритм построен по принципу «если (условие) – то (действие)». На основе данного алгоритма разработан программный комплекс, который учитывает пограничные условия каждого из методов.

К таким условиям относятся:

1. уравнение Монтсингера применяется при значениях температуры наиболее нагретой точки обмотки равным 80, 86,  $92^\circ\text{C}$ ;

2. уравнение Вант-Гоффа – Аррениуса применяется при значениях температуры наиболее нагретой точки обмотки более  $98^\circ\text{C}$ ;

3. модифицированный метод и метод усредненных промежуточных применяется при значениях температуры наиболее нагретой точки обмотки внутри шестиградусных интервалов (80:86), (86:92), (92:98).

4. значение температуры наиболее нагретой точки обмотки ниже  $80^\circ\text{C}$  не предусматривает запуск процедуры расчета;

5. значение температуры наиболее нагретой точки обмотки выше  $140^\circ\text{C}$  предусматривает сигнализацию работы оборудования в предельном режиме, а также необходимости проведения технической диагностики изоляционной системы.

На рис. 1 приведен комплексный алгоритм расчета коэффициента скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования, который лег в основу программного комплекса, получившего название «AgingRate» [6].

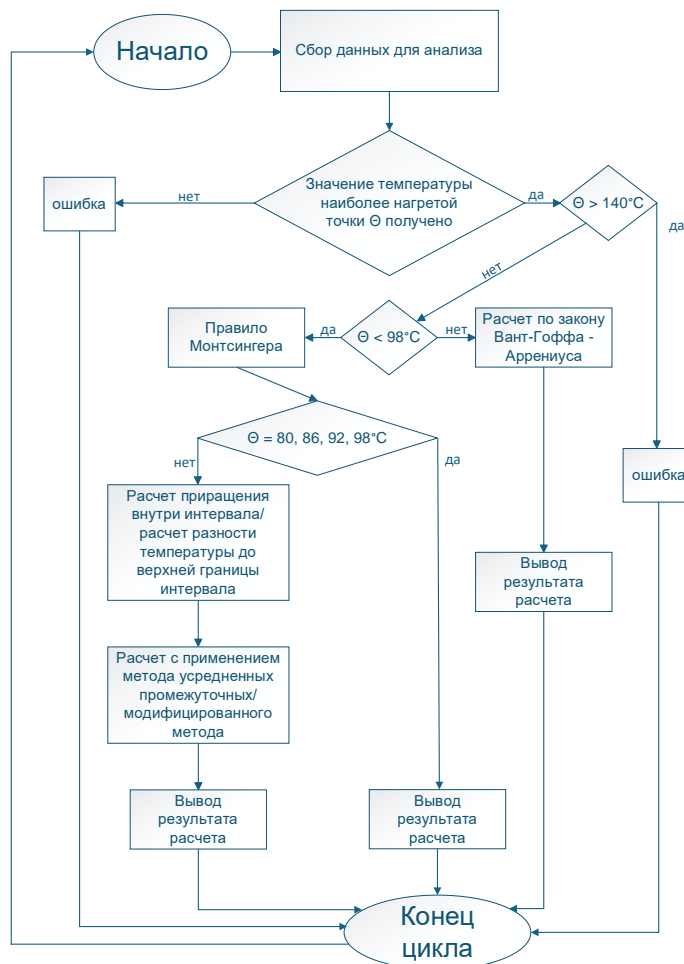


Рис. 1. Комплексный алгоритм расчета коэффициента скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования

На рис. 2 приведено рабочее окно ПК «AgingRate», в логику которого заложен алгоритм, приведенный на рис. 1.

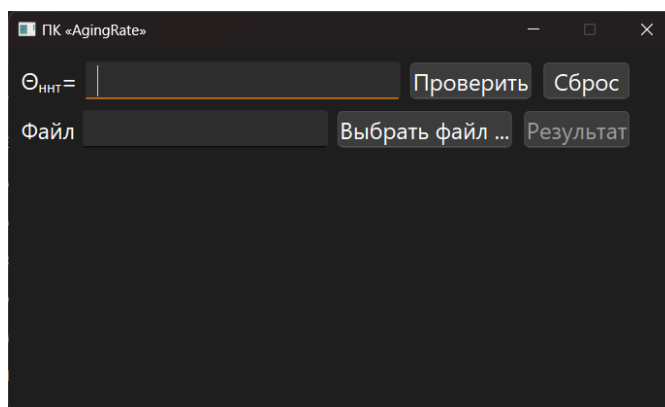


Рис. 2. Рабочая область ПК «AgingRate»

ПК «AgingRate» имеет два режима работы: ручной и автоматический.

Ручной режим предполагает ручной ввод значения температуры наиболее нагретой точки обмотки. По нажатию кнопки «Проверить» выдается значение коэффициента скорости старения, а также метода, с помощью которого был произведен расчет.

Автоматический режим предполагает через кнопку «Выбрать файл» загрузку файла в формате xls. После выбора файла на экране выводится полный расчет по всем

значениям температуры наиболее нагретой точки, которые имеются в загружаемом файле.

Для проверки работоспособности ПК была использована реальная выгрузка данных с системы мониторинга состояния трансформаторного оборудования АТ-11 ПС 500 кВ Московского кольца, а также АТ-1 одной из ПС 220 кВ операционной зоны Самарского РДУ.

На рис. 3 приведен расчет с помощью ПК «AgingRate» для АТ-11 ПС 500 кВ Московского кольца за период с 02.01.2024 по 15.01.2024 с дискретностью в одни сутки.

Дата	T	Алгоритм	Результат
1 02.01.2024 0:00:00	18,5		Номинальный режим работы
2 03.01.2024 0:00:00	14,9		Номинальный режим работы
3 04.01.2024 0:00:00	14,7		Номинальный режим работы
4 05.01.2024 0:00:00	13,4		Номинальный режим работы
5 06.01.2024 0:00:00	0,0		Номинальный режим работы
6 07.01.2024 0:00:00	0,0		Номинальный режим работы
7 08.01.2024 0:00:00	0,0		Номинальный режим работы
8 09.01.2024 0:00:00	0,0		Номинальный режим работы
9 10.01.2024 0:00:00	0,0		Номинальный режим работы
10 11.01.2024 0:00:00	22,1		Номинальный режим работы
11 12.01.2024 0:00:00	21,5		Номинальный режим работы
12 13.01.2024 0:00:00	19,5		Номинальный режим работы
13 14.01.2024 0:00:00	15,6		Номинальный режим работы
14 15.01.2024 0:00:00	19,5		Номинальный режим работы

Рис. 3. Расчет ПК «AgingRate» для АТ-11 с 02.01.2024 по 15.01.2024

Как можно заметить, АТ-11 работает стабильно в «холодном» режиме, поэтому ПК не производит расчет, а сигнализирует о нормальном режиме работы оборудования.

АТ-1 ПС 220 кВ операционной зоны Самарского РДУ в летний период 2023 года работал в режимах близких к предельным. В качестве примера на рис. 4 и 5 приведен расчет с помощью ПК «AgingRate» для 12.07.2023 с 00:00 до 23:30 с дискретностью 30 минут.

Дата	T	Алгоритм	Результат
1 2023-07-12	64		Номинальный режим работы
2 2023-07-12 00:30:00.000	66		Номинальный режим работы
3 2023-07-12 01:00:00.000	68		Номинальный режим работы
4 2023-07-12 01:30:00.000	70		Номинальный режим работы
5 2023-07-12 02:00:00.000	72		Номинальный режим работы
6 2023-07-12 02:30:00.000	74		Номинальный режим работы
7 2023-07-12 03:00:00.000	75		Номинальный режим работы
8 2023-07-12 03:30:00.000	76		Номинальный режим работы
9 2023-07-12 04:00:00.000	77		Номинальный режим работы
10 2023-07-12 04:30:00.000	77		Номинальный режим работы
11 2023-07-12 05:00:00.000	78		Номинальный режим работы
12 2023-07-12 05:30:00.000	79		Номинальный режим работы
13 2023-07-12 06:00:00.000	80	Уравнение Монстера	
14 2023-07-12 06:30:00.000	81	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	
15 2023-07-12 07:00:00.000	82	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	
16 2023-07-12 07:30:00.000	83	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	
17 2023-07-12 08:00:00.000	84	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	
18 2023-07-12 08:30:00.000	85	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	
19 2023-07-12 09:00:00.000	86	Уравнение Монстера	
20 2023-07-12 09:30:00.000	87	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	
21 2023-07-12 10:00:00.000	88	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	
22 2023-07-12 10:30:00.000	89	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	
23 2023-07-12 11:00:00.000	90	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	
24 2023-07-12 11:30:00.000	91	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	

Рис. 4. Расчет ПК «AgingRate» для АТ-1 12.07.2023 с 00:00 до 11:30

Дата	T	Алгоритм	Результат
25 2023-07-12 12:00:00.000	92	Уравнение Монстера	11998
26 2023-07-12 12:30:00.000	93	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	12044
27 2023-07-12 13:00:00.000	94	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	12090
28 2023-07-12 13:30:00.000	95	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	12136
29 2023-07-12 14:00:00.000	96	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	12182
30 2023-07-12 14:30:00.000	97	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	12228
31 2023-07-12 15:00:00.000	98	Уравнение Монстера	12274
32 2023-07-12 15:30:00.000	99	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	12320
33 2023-07-12 16:00:00.000	100	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	12366
34 2023-07-12 16:30:00.000	101	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	12412
35 2023-07-12 17:00:00.000	102	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	12458
36 2023-07-12 17:30:00.000	103	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	12504
37 2023-07-12 18:00:00.000	104	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	12550
38 2023-07-12 18:30:00.000	105	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	12596
39 2023-07-12 19:00:00.000	106	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	12642
40 2023-07-12 19:30:00.000	107	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	12688
41 2023-07-12 20:00:00.000	106	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	12634
42 2023-07-12 20:30:00.000	105	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	12580
43 2023-07-12 21:00:00.000	104	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	12526
44 2023-07-12 21:30:00.000	103	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	12472
45 2023-07-12 22:00:00.000	102	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	12418
46 2023-07-12 22:30:00.000	101	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	12364
47 2023-07-12 23:00:00.000	100	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	12310
48 2023-07-12 23:30:00.000	99	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	12256

Рис. 5. Расчет ПК «AgingRate» для АТ-12 12.07.2023 с 00:00 до 11:30

#### IV. 4. ВЫВОДЫ

1. Комплексный алгоритм расчета коэффициента скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования, а также разработанный на его основе ПК «AgingRate» позволяют производить расчет коэффициента скорости старения изоляции по конкретному методу расчета, исходя из заложенных пограничных условий для каждого из них.

2. Применение ПК «AgingRate» позволяет с большей достоверностью оценить остаточный ресурс изоляции оборудования и увеличить срок службы.

3. Пограничными условиями предлагаемого метода расчета являются конструктивные и эксплуатационные условия работы трансформаторного маслонаполненного оборудования.

#### Список литературы

- [1] Хренников А.Ю., Вахнина В.В., Кувшинов А.А., Александров Н.М. Силовые трансформаторы в энергетических объектах: испытания, диагностика, дефекты, повреждаемость, мониторинг. Учебное пособие. Директ-Медиа -М., 2021. — 335 с., ил.
- [2] Сеница, М. К. Алгоритм адаптивной методики расчёта старения изоляции трансформаторного оборудования на гидроэнергетических объектах / М. К. Сеница, А. Ю. Хренников // Гидротехническое строительство. – 2024. – № 7. – С. 49-51.
- [3] Сеница, М. К. Скорость старения изоляции силовых трансформаторов: анализ подходов и методов оценки / М. К. Сеница, А. Ю. Хренников // Электроэнергетика глазами молодежи – 2023 : Материалы XIII Международной научно-технической конференции: в 2 томах, Красноярск, 23–27 октября 2023 года. Том 1. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2023. – С. 195-198.
- [4] ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке масляных силовых трансформаторов. – Введ. 2002-01-01. – М.: Госстандарт России, 2002. – 83 с.
- [5] Разработка алгоритма адаптивной методики расчета скорости старения изоляции маслонаполненного трансформаторного оборудования / М. К. Сеница, А. Ю. Хренников, И. А. Косорлуков, К. И. Сеница // Релейная защита и автоматизация. – 2024. – № 2(55). – С. 52-55.
- [6] Сеница, М. К. Программный комплекс расчета коэффициента скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования / М. К. Сеница, А. Ю. Хренников // Энергия единой сети. – 2024. – № 5-6(75). – С. 24-31.

# ПОДГОТОВКА И АНАЛИЗ НАБОРА ОСЦИЛЛОГРАММ ПУСКОВ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ДЛЯ ЗАДАЧ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ

Смирнов Г.Д., Скоробогатов А.А.

Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина

Иваново, Россия

e-mail: gerg\_smir\_1988@mail.ru

## Аннотация

**Состояние вопроса:** Асинхронные и синхронные электродвигатели являются основными потребителями в промышленности. Современные терминалы релейной защиты и автоматики накапливают большие архивы аварийных событий, однако использование этих «сырых» данных для обучения диагностических моделей затруднено их низкой релевантностью и отсутствием разметки.

**Материалы и методы:** Представлена методология формирования целевого набора данных пусковых режимов из промышленного архива (50 765 записей). Обработка данных и реализация алгоритма выполнены на языке Python. Описана проблема отсутствия паспортных данных двигателей.

**Результаты:** Из архива объемом 50 765 записей автоматически выделена верифицированная выборка из 600 осциллограмм (сжатие в 85 раз). Выявлены сложности идентификации пусков на фоне тестовых сигналов с прямоугольной формой тока и влияния высокочастотных шумов.

**Выводы:** Методика существенно снижает трудозатраты на подготовку данных для диагностики. Создан верифицированный набор для обучения интеллектуальных систем, определены пути доработки алгоритмов классификации с учетом выявленных тестовых режимов.

**Ключевые слова:** электродвигатель, пусковые режимы, осциллограммы, COMTRADE, подготовка данных, релейная защита, техническая диагностика, анализ больших данных.

## PREPARATION AND ANALYSIS OF A MOTOR START OSCILLOGRAM DATASET FOR TECHNICAL DIAGNOSTIC TASKS

Georgy Smirnov, Andrey Skorobogatov

Ivanovo State Power University named after V.I. Lenin

Ivanovo, Russia

e-mail: gerg\_smir\_1988@mail.ru

## Abstract

**Background:** Asynchronous and synchronous electric motors are the primary consumers in industry. Modern digital relay protection devices accumulate vast archives of disturbance records; however, the use of this "raw" data for training diagnostic models is hindered by its low relevance and lack of labeling.

**Materials and Methods:** A methodology for forming a target dataset of starting regimes from an industrial archive (50,765 records) is presented. Data processing and algorithm implementation were performed in Python. The problem of missing motor nameplate data is described.

**Results:** From an archive of 50,765 records, a verified dataset of 600 oscillograms was automatically formed (85-fold reduction). The analysis identified challenges in distinguishing real starts from protection test modes and handling high-frequency noise.

**Conclusions:** The methodology significantly reduces data preparation effort for diagnostics. A verified dataset for training intelligent systems was created, and directions for algorithm improvement regarding test modes were defined.

**Key words:** electric motor, start-up modes, oscillograms, COMTRADE, data preparation, relay protection, technical diagnostics, big data analysis.

## I. ВВЕДЕНИЕ

Электродвигатели напряжением 6–10 кВ являются критически важными элементами инфраструктуры промышленных предприятий. Надежность их работы напрямую влияет на непрерывность технологических процессов. В последние годы активно развиваются методы диагностики электродвигателей, основанные на анализе переходных процессов, в частности, пусковых токов [1]. Анализ формы тока при пуске позволяет выявлять такие дефекты, как обрывы стержней ротора, эксцентриситет или межвитковые замыкания, еще на ранней стадии развития.

Микропроцессорные устройства защиты накапливают обширные архивы осциллограмм, однако практическая ценность этих «больших данных» ограничивается отсутствием их предварительной обработки. Выгруженные с терминалов массивы содержат разнородную смесь событий: от реальных аварий и электромагнитных помех до искомых режимов пуска. Низкая плотность полезной информации («зашумленность» выборки) создает непреодолимый барьер для непосредственного применения методов машинного обучения, требуя обязательного этапа фильтрации данных.

Ситуация осложняется тем, что промышленные архивы часто обезличены: для многих осциллограмм отсутствуют точные метаданные о типе подключенного двигателя и его номинальной мощности. Это создает проблему «слепой» обработки данных, когда алгоритм должен выделять пусковые режимы, опираясь исключительно на форму сигналов токов и напряжений.

Целью настоящей работы является разработка методики автоматизированного отбора и валидации осциллограмм пусков электродвигателей из большого неструктурированного промышленного архива, а также анализ характерных особенностей и артефактов реальных сигналов, влияющих на качество диагностики.

## II. МЕТОДОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ И ВЕРИФИКАЦИИ ДАННЫХ

Основой исследования стал процесс фильтрации «больших данных» (Big Data) с целью получения верифицированной выборки, пригодной для дальнейших диагностических задач.

### A. Исходные данные

Материалом для исследования послужил обширный архив осциллограмм, полученный с устройств релейной защиты, установленных на различных промышленных предприятиях. Общий объем исходной выборки составил 50 765 записей в формате COMTRADE (IEEE C37.111).

Анализ исходного массива данных выявил ряд критических особенностей, усложняющих его автоматическую обработку:

- Низкая релевантность: Предварительная оценка показала, что значительная часть записей представляет собой срабатывания быстродействующего автоматического ввода резерва (БАВР) при внешних авариях, не связанных с двигателями, либо записи шума при ложных пусках регистраторов.

- Разнородность классов напряжения: в выборке присутствуют записи с присоединений 0,4–330 кВ, что требует приведения величин к относительным единицам для совместного анализа.
- Отсутствие паспортных данных: ключевой проблемой данного набора является отсутствие привязки осциллограмм к конкретным параметрам двигателей (номинальная мощность, ток, тип механизма). В отличие от лабораторных условий, где параметры известны, в данном случае стоит задача работы в условиях неопределенности, что типично для задач анализа.

### B. Алгоритм автоматизированной детекции и классификации пусков

Учитывая разнородность исходных данных и отсутствие явной разметки, был разработан специализированный алгоритм на языке Python, позволяющий классифицировать переходные процессы на основе анализа формы огибающей тока.

В основу алгоритма положен детерминированный подход, адаптирующий методику [2] для пусковых режимов с последовательной проверкой четырех гипотез (факторов), описывающих различные сценарии записи тока.

1. Предварительная обработка сигнала. Для каждого аналогового канала, идентифицированного как токовый, производится процедура нормализации. Поскольку абсолютные значения пусковых токов зависят от мощности двигателя (от десятков до тысяч ампер), анализ производится в относительных единицах (о.е.) (1).

$$I^*(t) = \frac{I_{RMS}^{(1)}(t)}{I_{nom}}, \quad (1)$$

где  $I_{RMS}^{(1)}(t)$  — действующее значение первой гармоники тока.

В качестве базисного значения используется номинальный ток измерительного датчика ( $I_{nom}$ ), который подгружается из внешнего справочника соответствия «Имя файла — Паспортные данные».

Для выделения используется метод скользящего окна с применением быстрого преобразования Фурье (БПФ). Это позволяет отфильтровать аperiodическую составляющую и высокочастотные шумы, характерные для момента коммутации, оставив для анализа только полезный сигнал основной частоты (50 Гц).

2. Логика принятия решений. Алгоритм последовательно проверяет огибающую тока на соответствие одному из четырех сценариев (рис. 1):

- Сценарий 1: Классический пуск (Start on Empty Bus). Характеризуется околонулевым значением тока в начале записи ( $I < 0,01$  о.е.), резким нарастанием до пускового значения ( $I > 0,2$  о.е.), удержанием высокого уровня («плато») в течение заданного времени (не менее 300 мс) и последующим спадом до нулевого значения.
- Сценарий 2: Пуск при наличии нагрузки (Start on Loaded Bus). Соответствует ситуации, когда на секции уже работают другие потребители, и

регистратор фиксирует суммарный ток. Критерием служит наличие начального тока ( $0,01 < I < 0,2$  о.е) и характерный скачок («бросок») тока относительно начального уровня ( $I_{max}/I_{start} \geq 3$ ).

- Сценарий 3: Незавершенная запись (Cut-off Start). Многие осциллограммы имеют фиксированную длительность записи, которая может быть меньше времени разгона мощного двигателя. Для выявления таких осциллограмм был добавлен критерий отбора: наличие броска и «плато», но отсутствие спада тока к концу записи. Такие данные также полезны для анализа начальной стадии пуска.
- Сценарий 4: Запись с середины процесса (Late Trigger). Ситуация, когда запись аварийного события началась уже в момент протекания пускового тока (например, из-за задержки триггера). Характеризуется высоким начальным током, наличием «плато» и последующим спадом.

3. Гиперпараметры алгоритма. Для повышения робастности алгоритма были введены коэффициенты допустимого колебания тока на участке разгона, что позволяет учитывать неидеальность формы тока при пусках от устройств плавного пуска или частотных преобразователей.

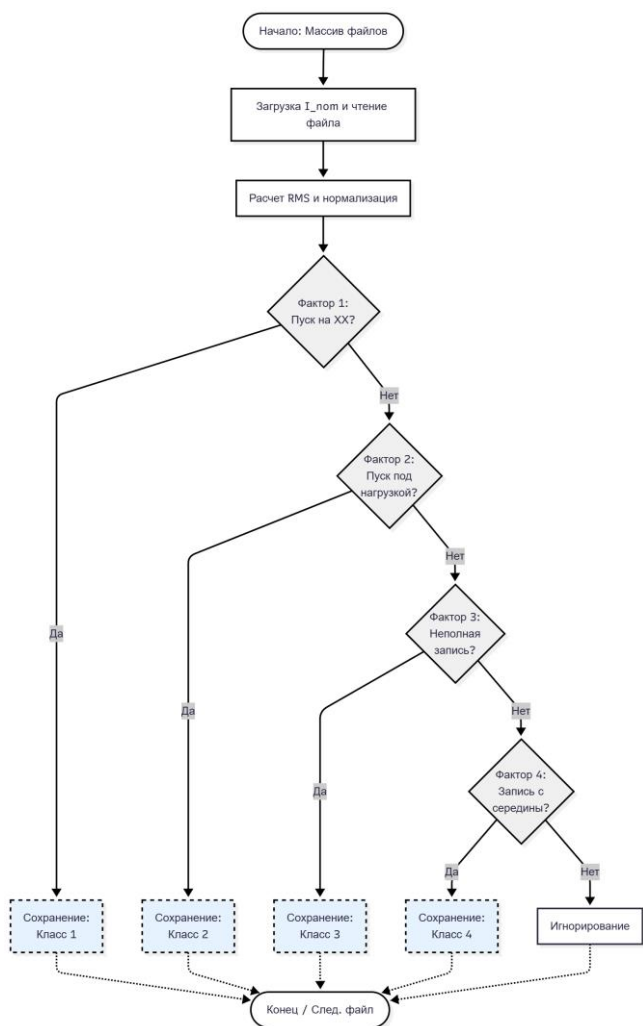


Рис. 1. Алгоритм первичного отбора осциллограмм пусков ЭД

Применение разработанного алгоритма позволило сократить исходную выборку более чем в 85 раз, выделив из общего массива 600 осциллограмм, которые с высокой вероятностью содержат искомые режимы пусков электродвигателей. Результаты автоматического отбора и первичной классификации по сценариям детекции (факторам) представлены в Таблице I.

Таблица I. РЕЗУЛЬТАТЫ ОТБОРА ОСЦИЛЛОГРАММ

Сценарий отбора	Количество осциллограмм	
	До ручного отбора	После ручного отбора
Сценарий 1	180	68
Сценарий 2	243	133
Сценарий 3	174	50
Сценарий 4	3	0
Всего	600	251

### С. Ручная верификация и имеющиеся проблемы

Визуальный контроль подтвердил, что отобранные записи корректно отражают динамику пуска двигателей. Однако в ходе классификации была выявлена особенность: алгоритм не подтвердил ни одного события по «сценарию 4» после верификации (см. Таблицу I), хотя на этапе первичного отбора было выделено 3 кандидата. Это может свидетельствовать о необходимости доработки алгоритма по данному направлению, чтобы получить полный перечень искомым данных.

### III. АНАЛИЗ ХАРАКТЕРНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ И СЛОЖНОСТЕЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ

Экспертный анализ верифицированной выборки позволил выявить ряд закономерностей, отличающих реальные физические процессы пуска двигателя от других режимов, формально подходящих под критерии алгоритма.

Для понимания эталонных характеристик процесса на рис. 2 приведена осциллограмма реального пуска высоковольтного электродвигателя, корректно выделенная алгоритмом.

На ней отчетливо видны особенности пуска ЭД:

- 1) Наличие броска тока в первые моменты времени.
- 2) Равномерное значение тока и его последующее снижение по мере разгона ротора (изменение скольжения).
- 3) Характерная просадка напряжения на шинах, вызванная потреблением большой реактивной мощности.

Помимо эталонных записей, в выборку попали события, требующие особого внимания. Ниже приведен анализ типовых сложностей, выявленных в ходе исследования.

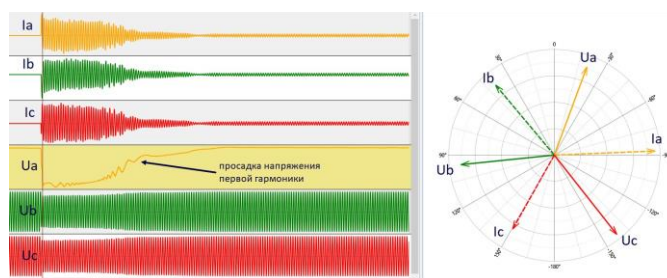


Рис. 2. Осциллограмма реального пуска двигателя

#### A. Проблема «искусственного плато» (испытательные режимы)

Одной из наиболее распространенных причин ложных срабатываний алгоритма стало попадание в выборку записей проверочных испытаний от постороннего источника тока (например, испытательного комплекса типа «РЕТОМ»).

На рис. 3 показан характерный пример такого события, которое алгоритм ошибочно классифицировал как пуск. Характерные признаки:

- Прямоугольная огибающая: ток мгновенно возрастает до заданного значения и держится идеально ровно (без характерного для разгона затухания) вплоть до отключения.
- Отсутствие реакции напряжения: главным отличительным признаком является поведение напряжения. Как видно из осциллограммы, напряжения фаз ( $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$ ,  $U_{CA}$ ) остаются неизменными, отсутствуют какие-либо просадки или искажения, что физически невозможно при пуске мощной нагрузки от реальной сети.



Рис. 3. Пример ложного срабатывания алгоритма: испытательный режим с идеальным «плато» тока и отсутствием просадки напряжения.

#### B. Влияние шумов и помех

Второй проблемой стала зашумленность исходных сигналов. В ряде случаев «ложный» сигнал отбирался по сценарию 1 или 2 и проявлялся в двух аспектах:

- Искажение огибающей: высокочастотные выбросы могут нарушать условие «гладкости плато», заставляя алгоритм преждевременно прерывать анализ события.
- Ложная детекция начала: импульсные помехи высокой амплитуды могут быть ошибочно интерпретированы как начало пуска (Сценарий 1 или 2), если алгоритм сглаживания недостаточно эффективен. Пример такого сигнала приведен на рис. 4.

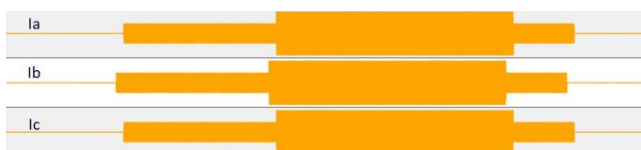


Рис. 4. Ошибочно интерпретированный сигнал.

Данные типы ошибок указывают на недостаточность анализа только токовых цепей. Возможным решением

проблемы может стать введение дополнительных уровней верификации по просадке напряжения или времени нарастания до максимального значения тока и его анализа на участке спада.

#### IV. ВЫВОДЫ

По результатам проведенного исследования, посвященного подготовке данных для задач диагностики электродвигателей, можно сформулировать следующие заключения:

1) Создан и программно реализован алгоритм на языке Python, позволяющий в автоматическом режиме выделять осциллограммы пусков электродвигателей из неструктурированных промышленных архивов COMTRADE.

2) Апробация методики на массиве из 50 765 файлов позволила сформировать целевую выборку из 600 верифицированных осциллограмм. Объем анализируемых данных был сокращен более чем в 85 раз, что важно для снижения трудозатрат при формировании набора данных для обучения нейронных сетей.

3) Выявлена необходимость дальнейшей доработки алгоритма, включая уточнение уставок алгоритма для повышения точности детекции пусков и исключения ложных срабатываний, вызванных испытательными режимами с прямоугольной формой тока. Кроме того, отсутствие в выборке записей по «Сценарию 4» требует адаптации логики отбора для работы с фрагментарными и поздно выявленными сигналами, что позволит повысить полноту формируемого набора данных и улучшить его репрезентативность для задач диагностики.

4) Сформированный и отобранный набор данных является ценной основой для дальнейших исследований в области технической диагностики ЭД. Он позволяет перейти к разработке и тестированию алгоритмов выявления дефектов (обрывы стержней ротора, эксцентриситет) на реальных эксплуатационных сигналах, а не только на математических моделях.

#### Список литературы

- [1] Назарычев А.Н. Метод контроля состояния обмоток роторов асинхронных электродвигателей при пуске по току статора / А.Н. Назарычев, Е.М. Новоселов, Д.А. Полкошников, А.С. Страхов, А.А. Скоробогатов // Дефектоскопия. – 2020. – № 8. – С. 49–55.
- [2] Евдаков А.Е., Филатова Г.А. Подготовка публичной базы реальных осциллограмм различных событий в электроэнергетических сетях // Энергия-2024: Девятнадцатая всероссийская (одиннадцатая международная) научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых: материалы конференции. – Иваново, 2024. – С. 52.
- [3] Евдаков А.Е., Филатова Г.А. A Dataset of Real-World Oscillograms from Electric Power Grids. V. 5 : [Набор данных]. – Figshare, 2024. – URL: <https://doi.org/10.6084/m9.figshare.28465427.v5> (дата обращения: 15.11.2025). – DOI: 10.6084/m9.figshare.28465427.v5.
- [4] ГОСТ Р МЭК 60255-24-2013. Реле измерительные и защитная аппаратура. Часть 24. Единый формат для обмена данными о переходных процессах (COMTRADE) для электроэнергетических систем.

# ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЛОГИКО-ВЕРОЯТНОСТНЫМ МЕТОДОМ С УЧЕТОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

Соловьёв С.С.

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

Санкт-Петербург, Россия

e-mail: solovyov.sergey.work@yandex.ru

## Аннотация

**Состояние вопроса:** Существующие аналитические методы оценки показателей надежности систем электроснабжения реализуются на этапе проектирования, так как при расчетах вероятностей безотказной работы или отказа системы используются нормативные показатели надежности. Это ограничивает применение оценки надежности для принятия решений о реализации технических воздействий на уже существующих объектах. Для решения данной проблемы необходимо модернизировать существующие аналитические методы с помощью учета фактического технического состояния оборудования.

**Материалы и методы:** Для оценки надежности использовался логико-вероятностный метод, реализованный в программном коде, кроме того в данную программу была интегрирована модель оценки фактического сработавшего ресурса оборудования.

**Результаты:** В работе предложен подход к совершенствованию логико-вероятностного метода оценки надежности систем электроснабжения (СЭС) путем интеграции результатов технического диагностирования оборудования в расчёт структурной надежности. Разработана модель, позволяющая учитывать фактический технический ресурс элементов, рассчитанный на основе результатов мониторинга теплового состояния оборудования. В основу подхода положен логико-вероятностный метод с формированием структурных схем надежности (ССН) и автоматизированным переходом от логического выражения системы к вероятностному. Интеграция данных диагностики позволила повысить точность оценки момента достижения порогов значений надежности, повысить достоверность оценки риска отказа и сформировать базу для риск-ориентированного управления техническим обслуживанием и ремонтом. Получены зависимости вероятности безотказной работы системы на основе нормативных показателей, а также с учетом технического состояния посредством оценки влияния теплового фактора на ресурс трансформаторных узлов комплектной трансформаторной подстанции, погружных электродвигателей и питающих силовых кабелей.

**Выводы:** Разработана программа для электронной-вычислительной машины, позволяющая рассчитывать показатели надежности систем электроснабжения с учетом результатов технического диагностирования.

**Ключевые слова:** логико-вероятностный метод, структурная надежность, технического состояние, фактический ресурс, вероятность безотказной работы.

## ASSESSMENT OF THE RELIABILITY OF ELECTRIC SUPPLY SYSTEMS BY THE LOGICAL-PROBABILITY METHOD, TAKING INTO ACCOUNT THE RESULTS OF TECHNICAL DIAGNOSTICS

Sergey Solovyov

Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University

St. Petersburg, Russia

e-mail: solovyov.sergey.work@yandex.ru

## Abstract

**Background:** Existing analytical methods for assessing the reliability of power supply systems are implemented at the design stage, since standard reliability indicators are used when calculating the probabilities of fault-free operation or system failure. This limits the use of reliability assessments for making decisions about implementing technical measures at existing facilities. To solve this problem, it is necessary to modernize existing analytical methods, taking into account the actual technical condition of the equipment.

**Materials and Methods:** A logical-probabilistic method implemented in the program code was used to assess reliability. In addition, a model for assessing the actual worn-out resource of equipment was integrated into this program.

**Results:** The paper proposes an approach to enhancing the logical-probabilistic method for assessing the reliability of power supply systems (PSS) by integrating technical-diagnostics results into structural-reliability calculations. A model has been developed that allows taking into account the actual technical life of the elements, calculated on the basis of the results of monitoring the thermal state of the equipment. The approach follows the logical-probabilistic framework with the construction of reliability block diagrams (RBDs) and an automated transformation of the system's logical expression into a probabilistic one. Incorporating diagnostic data improves the accuracy of determining the time at which reliability thresholds are reached, increases the fidelity of failure-risk estimates, and provides a basis for risk-based maintenance and repair. The dependencies of the probability of trouble-free operation of the system were obtained based on normative indicators, as well as taking into account the technical condition by assessing the influence of the thermal factor on the resource of transformer units of a complete transformer substation, submersible electric motors, and power supply cables.

**Conclusions:** The program has been developed for electronic computers that allows the reliability indicators of power supply systems to be calculated, taking into account the results of technical diagnostics.

**Key words:** logical-probabilistic method, structural reliability, technical condition, actual resource, probability of failure-free operation.

## 1. ВВЕДЕНИЕ

Существующие подходы к оценке надежности основаны на проведении расчетов по нормативным показателям надежности, таким как интенсивность отказа для экспоненциального закона распределения. Это ограничивает применение оценки надежности для принятия решения о техническом воздействии для электроустановок на уже существующих объектах. Использование нормативных значений показателей надежности отдельного оборудования справедливо, если оборудование работает в установленных нормативной документацией условиях. Однако в большинстве случаев оборудование подвергается воздействию различных факторов. Это обуславливает превышение фактического сработанного ресурса над нормативным. Таким образом, для интеграции системы оценки надежности в общую систему мониторинга и диагностики технического состояния (ТС) для принятия решения о техническом воздействии необходимо рассчитывать показатели надежности системы с учетом результатов технического диагностирования.

## II. МЕТОДОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ЛОГИКО-ВЕРОЯТНОСТНОГО МЕТОДА ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ

Логико-вероятностный метод является одним из аналитических методов оценки надежности СЭС [1]. Данный метод включает в себя следующие этапы:

1. Разработка логической схемы замещения на основе реальной СЭС;
2. Разработка логических уравнений для каждого элемента, входящего в логическую схему;
3. Выбор ключевого критерия относительно, которого будет оценена надежность всей системы, и упрощение логической функции системы;
4. Переход от логической функции системы к вероятностному выражению;
5. Расчет показателей надежности с учетом результатов технического диагностирования элементов.

В качестве примера расчета показателей надежности с помощью классического логико-вероятностного разберем

упрощенную логическую схему, которая приведена на рис.1. Таким образом, первый этап разработки схемы завершен. Далее необходимо для каждой логической вершины разработать логическое уравнение работоспособности по формуле (1).

$$y_i = x_i \& \left( \bigwedge_{n \in n_j} \tilde{y}_n \right) \& \left( \bigvee_{k \in k_j} \tilde{y}_k \right) \quad (1)$$

где  $x_i$  – это собственная работоспособность элемента;  $y_i$  – результирующая работоспособность;  $\tilde{y}_n$  и  $\tilde{y}_k$  – результирующие работоспособности элементов, входящих в  $i$  вершину с помощью конъюнктивных и дизъюнктивных дуг;  $\&$ -логическое умножение;  $\vee$  – логическое сложение.

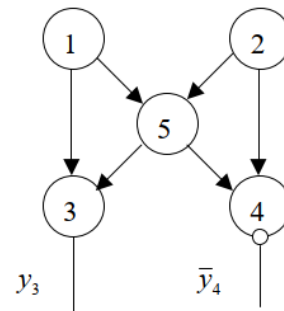


Рис. 1. Мостиковая логическая схема замещения.

Например, для вершины 5 логическое уравнение будет иметь вид (2).

$$y_5 = x_5 \& (y_1 \vee y_2) \quad (2)$$

В качестве логического критерия работоспособности системы выбран элемент 3. Запишем логическое уравнение для данного элемента и упростим до дизъюнктивно-нормальной формы. Итоговое логическое выражение будет иметь вид (3).

$$y_3 = x_3 \& (y_1 \vee y_5) = x_3 \& (x_1 \vee x_5 \& (y_1 \vee y_2)) = x_3 x_1 \vee x_3 x_1 x_5 \vee x_3 x_2 x_5 = x_3 x_1 \vee x_3 x_2 x_5 \quad (3)$$

На следующем этапе необходимо перейти от логического выражения к вероятностному. Для того, чтобы в системах со сложной топологией избежать значительного увеличения вероятностного выражения, а также максимально упростить переход к вероятностному

выражению необходимо применить правило ортогонализации (4)

$$\gamma \& x_i \vee \varphi = \gamma \& x_i \vee \varphi \& \bar{x}_i \quad (4)$$

где  $\gamma, \varphi$  – это наборы конъюнкций собственных работоспособностей отдельных элементов  $x_i$ ;  $x_i$  – собственная работоспособность элемента;  $\bar{x}_i$  – собственная неработоспособность элемента.

Для элемента 3 результирующее выражение для перехода к вероятностному будет иметь вид (5).

$$y_3 = x_3 x_1 \vee x_3 x_2 x_5 \bar{x}_1 \quad (5)$$

Логически данное выражение полностью эквивалентно выражению 3, но упрощает переход к вероятностному выражению, так как сейчас два набора простейших событий несовместны, а значит вероятность их суммы, будет равна сумме вероятностей отдельных выражений. Таким образом, итоговое вероятностное выражение будет иметь вид (6).

$$P_3 = p_3 p_1 \vee p_3 p_2 p_5 (1 - p_1) \quad (6)$$

Итоговое вероятностное выражение системы состоит из вероятностей отдельных элементов, которые будут рассчитаны с учетом фактического сработавшего ресурса по соответствующим математическим моделям комплексной оценки технического состояния [2].

### III. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ С УЧЕТОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

Разработанная программа для электро-вычислительной машины (ЭВМ) включает в себя окно ввода логических функций каждой вершины, входящей в ССН, а также классы упрощения логического выражения до дизъюнктивно-нормальной формы (ДНФ), квазиортогонализации по одной переменной, перехода к вероятностному выражению, а также расчета вероятности безотказной работы для нормативных показателей и с учетом ТС [2]. Разработанные классы позволяют получить логическое выражение в форме ДНФ, а также вероятностное выражение, состоящее из вероятностей безотказной работы или отказа отдельных элементов. Применение логико-вероятностного метода позволяет рассчитывать показатели надежности сложных кольцевых систем. Кроме того, вероятностное выражение системы позволяет применять для отдельных элементов различные законы распределения, не ограничиваясь только одним.

Техническое состояние учитывалось путем фактического сработавшего ресурса оборудования. Фактический ресурс рассчитывался на основе данных о температуре наиболее нагретой точки [2]. В соответствии с классом изоляции применяет подходящее дельта градусное правило. Измерения температуры электрооборудования проводилось для интервалов в 1 час в течение года. Данные по температурному фактору учитывались только для силовых трансформаторов, кабельных линий и погружных электродвигателей. В таблице 2 показан пример структуры данных для расчета фактического ресурса с учетом воздействия теплового фактора. Для трансформаторов общего назначения до 100 МВА принято 6-градусное правило. В рамках пересчета под экспоненциальное основание степени получено значение 8,656 градусо-градусов. «Temp0» - это базовое значение температурного фактора, «j» - это сумма временных промежутков с накоплением, «TEMP» - фактическое значение теплового фактора.

Таблица I. СТРУКТУРА НАБОРА ДАННЫХ ДЛЯ УЧЕТА ТЕПЛООВОГО ФАКТА ПРИ РАСЧЕТЕ ФАКТИЧЕСКОГО РЕСУРСА ТРАНСФОРМАТОРА

Temp0	ΔTemp	j	Промежуток	TEMP
98	8,656	0	0	120
98	8,656	0,00011416	0,000114155	120
98	8,656	0,00022831	0,000114155	99
98	8,656	0,00034247	0,000114155	99
98	8,656	0,00045662	0,000114155	99
98	8,656	0,00057078	0,000114155	99
98	8,656	0,00068493	0,000114155	99
98	8,656	0,00079909	0,000114155	99

Для выполнения расчетов в качестве исходной СЭС была выбрана схема питания установки электроцентробежного насоса от комплектной трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ. Выбранная схема представлена на рис. 2 [3].

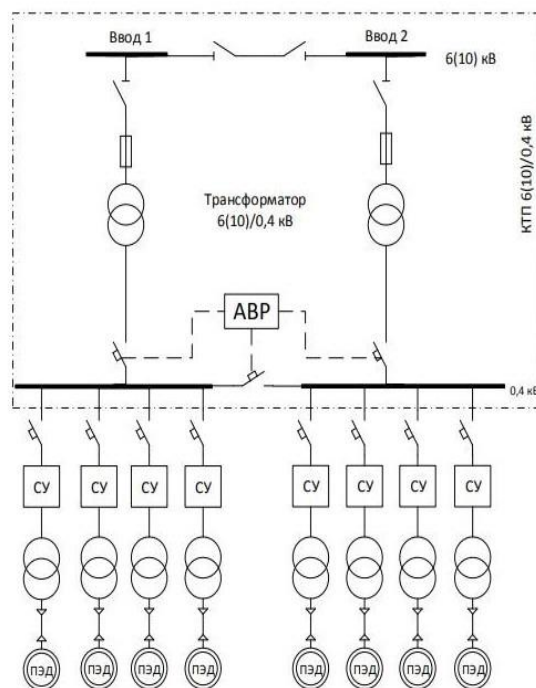


Рис. 2. Схема питания установки электроцентробежного насоса от комплектной трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ

### IV. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ С УЧЕТОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

Результатов работы программы ЭВМ является получение зависимостей вероятности безотказной работы системы с учетом результатов технического диагностирования с помощью учета влияния тепловых факторов. Зависимость вероятности безотказной работы от времени для выбранного логического критерия представлена на рис. 3. Расчёт выполнен для критерия работоспособности, требующего выполнения технологической функции при доступности заданного набора узлов. Учет технического состояния был произведен для трансформаторов, погружных электродвигателей и силовых кабелей.

## V. РЕЗУЛЬТАТЫ

Основными выводами по расчету показателей надежности СЭС с учетом результатов технического диагностирования являются:

1. Разработка программного комплекса для оценки надежности с учетом фактического ТС.
2. Получена возможность разработки рекомендаций для принятия решения о реализации технического воздействия на основе расчета показателей надежности с учетом фактически работающих ресурса.
3. Намечено внедрение программы оценки показателей надежности в существующие системы мониторинга ТС
4. Получены относительные отклонения фактической от базовой вероятности – 54 %.
5. Получена возможность моделирования состояний системы для оценки рисков при отказах различных элементов.

На демонстрационном примере показано смещение момента достижения порога надёжности при учёте теплового фактора для трансформаторов, электродвигателей и кабелей. Учет ТС при оценке надежности позволит разрабатывать рекомендации для регулирования реализации технической воздействий в рамках технического обслуживания и ремонта (ТОиР), а также позволит снизить риск ошибок по времени вмешательства. Это обеспечивает более точное определение момента достижения порога надёжности, даёт динамическое ранжирование узлов по важности и позволяет выстраивать график ТОиР с учётом эффекта каждого воздействия на системный риск. Разработанная автоматизированная программа с упрощением логических выражений и квазиортогонализацией сохраняет вычислительную устойчивость для многосвязных схем и упрощает встраивание в существующие системы мониторинга ТС.

### Список литературы

- [1] Бабанова И.С., Соловьёв С.С. Повышение энергоэффективности и надежности горных предприятий на основе анализа графиков электрических нагрузок Вести высших учебных заведений Черноземья. – 2023. – № 1(71). – С. 28-44. – DOI: 10.53015/18159958\_2023\_19\_1\_
- [2] Назарычев А.Н. Методы и математические модели комплексной оценки технического состояния электрооборудования [Текст] / А.Н. Назарычев, Д.А. Андреев. – Иваново: [б. и.], 2005. – 223 с.: ил. – Библиогр.: с. 218-223 (91 назв.). – 500 экз. – ISBN 5-89482-188-6.
- [3] Соловьёв, С.С. Автоматизация оценки структурной надежности систем электроснабжения с учетом технического состояния электрооборудования / С.С. Соловьёв, А.Н. Назарычев, И.С. Бабанова // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики : Материалы 97-го заседания Международного научного семинара, Новосибирск, 06–12 июля 2025 года. – Иркутск: Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 2025. – С. 304-313. – EDN GWIFII.

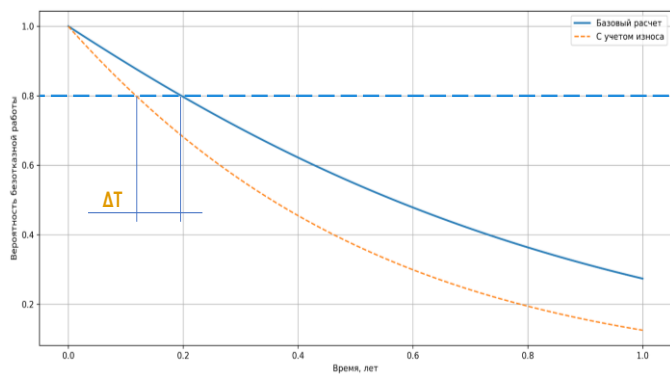


Рис. 3. Зависимость вероятности безотказной работы системы от времени на основе нормативных показателей и с учетом результатов технического диагностирования

Анализ зависимости вероятности безотказной работы показал, что выбранные элементы срабатывают свой ресурс быстрее нормативных значений. В качестве заданного уровня вероятности безотказной работы системы для принятия решения о техническом воздействии было принято значение 0,8. В таком случае временная ошибка принятия решения составляет 25 дней.

На рис. 4 показан формат вывода результатов расчета вероятности безотказной работы программным комплексом в количественном виде с расчетом относительных и абсолютных отклонений расчета с учетом результатов технического диагностирования от базового расчета.

Сравнение результатов (база vs коррекция):

Время	База	Коррекция	Δ Абс.	Δ %
0.000	1.00000000	1.00000000	0.00000000	0.0000%
0.250	0.75034605	0.61685787	0.13348818	17.7902%
0.500	0.54655811	0.36971866	0.17683945	32.3551%
0.750	0.38985767	0.21690809	0.17294957	44.3622%
0.900	0.31588380	0.15628383	0.15959996	50.5249%
1.000	0.27381489	0.12531663	0.14849826	54.2331%

Рис. 4. Зависимость вероятности безотказной работы системы от времени на основе нормативных показателей и с учетом результатов технического диагностирования только трансформаторов

Разработанный подход позволяет обосновать составление ранжированный список оборудования для реализации технических воздействий. На рис. 5 показаны ранее полученные зависимости, но при учете ТС только трансформаторов. Полученные результаты определяют значимость оценки вкладов элементов в надежности системы с учетом ТС.

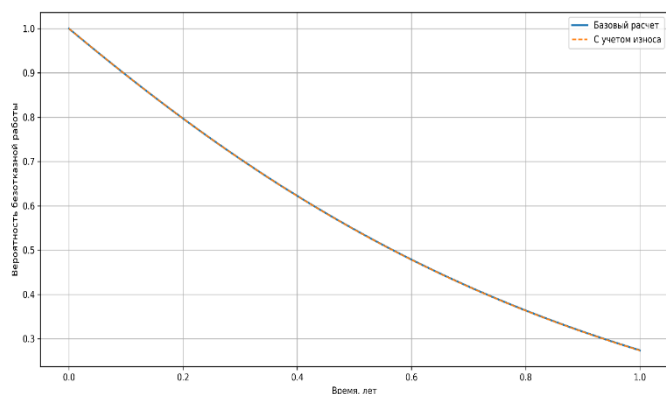


Рис. 5. Зависимость вероятности безотказной работы системы от времени на основе нормативных показателей и с учетом результатов технического диагностирования только трансформаторов

# ДИАГНОСТИРОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ УЗЛОВ АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПО ВНЕШНЕМУ МАГНИТНОМУ ПОЛЮ В РЕЖИМЕ ВЫБЕГА

Страхов А.С., Полкошников Д.А.

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»

Иваново, Россия

e-mail: sstrakhov57@mail.ru

## Аннотация

**Состояние вопроса:** Одним из малоизученных и перспективных направлений диагностирования асинхронных двигателей является применение метода спектрального анализа сигнала индукции внешнего магнитного поля. В существующих работах практически не уделяется внимания исследованию возможности применения анализа сигналов в режиме выбега, который имеет существенное преимущество по отношению к установившимся режимам – отсутствие влияния питающей сети. Поэтому вопросы разработки и совершенствования методов контроля на основе спектрального анализа внешнего магнитного поля в режиме выбега, которым посвящена статья, актуальны и требуют проведения научных исследований.

**Материалы и методы:** Исследования проведены на имитационной модели двигателя типа ДАЗО2-17-44-8/10У1, разработанной в программном комплексе Ansys. Предлагаемый метод диагностирования основан на спектральном анализе сигнала внешнего магнитного поля в режиме выбега. Обработка сигнала осуществлялась в программном комплексе Matlab с применением оконного преобразования Фурье.

**Результаты:** Описана методика проведения контроля асинхронных двигателей на основе спектрального анализа внешнего магнитного поля в режиме выбега. Получены и проанализированы спектры сигналов внешнего магнитного поля в режиме выбега при наличии и отсутствии дефектов. Показано, что при наличии дефектов амплитуды характерных гармоник значительно (как минимум в несколько раз) повышаются по сравнению с исправным двигателем.

**Выводы:** Рост амплитуд характерных гармоник может служить диагностическим признаком наличия повышенного динамического эксцентриситета и обрывов стержней обмотки ротора при достаточной продолжительности выбега.

**Ключевые слова:** асинхронный двигатель, спектральный анализ, внешнее магнитное поле, имитационная модель, оконное преобразование Фурье, режим выбега, обрыв стержней обмотки ротора, динамический эксцентриситет.

## CONDITION DIAGNOSTICS OF INDUCTION MOTOR UNITS BY THE EXTERNAL MAGNETIC FIELD IN RUN-DOWN MODE

Strahov Aleksandr, Polkoshnikov Denis

Ivanovo State Power Engineering University

Ivanovo, Russian Federation

e-mail: sstrakhov57@mail.ru

## Abstract

**Background:** One of the little-studied and promising areas of induction motor diagnostics is the use of spectral analysis of the external magnetic field induction signal. Existing studies have devoted little attention to the using signal analysis in run-down mode, which offers a significant advantage over steady-state modes – no influence from the power supply network. Therefore, the development and improvement of monitoring methods based on spectral analysis of the external magnetic field in run-down mode, which is the focus of this article, are relevant and require further research.

**Materials and methods:** The study was conducted using a simulation model of a DAZO2-17-44-8/10U1 motor developed in the Ansys software package. The proposed diagnostic method is based on spectral analysis of the external magnetic field signal during run-down. Signal processing was performed in the Matlab software package using a short-time Fourier transform.

**Results:** A methodology for monitoring induction motors based on spectral analysis of the external magnetic field during run-down mode is described. Spectra of external magnetic field signals during coasting are obtained and analyzed, both with and without defects. It has been shown that in the presence of faults, the amplitudes of characteristic harmonics increase significantly (at least several times) compared to a serviceable engine.

**Conclusions:** An increase in the amplitudes of characteristic harmonics can serve as a diagnostic sign of the presence of increased dynamic eccentricity and broken rotor bars with a sufficient run-down duration.

**Key words:** induction motor, spectral analysis, external magnetic field, simulation model, short-time Fourier transform, run-down mode, broken rotor bars, dynamic eccentricity.

## 1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время все больше внимания уделяется вопросам разработки и совершенствования методов определения технического состояния узлов асинхронных двигателей (АД) на основе спектрального анализа сигналов. Одним из малоизученных направлений этого подхода к диагностике является анализ спектров сигналов индукции внешнего магнитного поля (ВМП), когда датчик магнитного поля устанавливается на корпусе АД. Одним из главных преимуществ подобного подхода является доступность данного сигнала для регистрации и безопасность проведения диагностирования как для самого АД, так и для персонала.

Большинство существующих на данный момент работ посвящено определению дефектов методом спектрального анализа в установившемся режиме [1-3]. Однако авторами существующих работ практически не уделяется внимания проведению контроля в режиме выбега. При этом данный режим обладает одним несомненным преимуществом по сравнению с остальными – в режиме выбега АД отключен от сети, по этой причине питающая сеть и имеющиеся там неисправности, например, несимметрия питающего напряжения, не могут оказать никакого влияния на результаты диагностирования. Наибольшей сложностью при проведении диагностики в режиме выбега по ВМП является то, что амплитуды характерных гармоник очень малы и их сложно выявить в спектре, однако проведенные ранее авторами исследования [4, 5] подтверждают возможность применения данного сигнала для оценки технического состояния узлов АД.

Целью данной статьи является описание методики и подтверждение возможности применения метода спектрального анализа ВМП в режиме выбега для оценки состояния узлов АД на примере обрывов стержней короткозамкнутых обмоток роторов и динамического эксцентриситета.

## II. ПРЕДЛАГАЕМАЯ МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Блок-схема предлагаемого алгоритма для проведения диагностирования АД методом спектрального анализа представлена на Рис. 1. Рассмотрим более детально его идею.

Для проведения диагностирования первым делом необходимо осуществить регистрацию аналогового сигнала индукции ВМП и произвести его преобразование в цифровой с помощью АЦП (блок 1). Для регистрации сигнала могут быть использованы индуктивные датчики либо датчики Холла. Поскольку сигнал выбега является нестационарным сигналом, то должны соблюдаться определенные требования к его продолжительности для возможности проведения его обработки. В рамках проведенных ранее исследований было показано, что длительности выбега, составляющей около 5-10 секунд,

достаточно для проведения его обработки. Более детально требования к необходимой продолжительности сигнала описаны в [5].

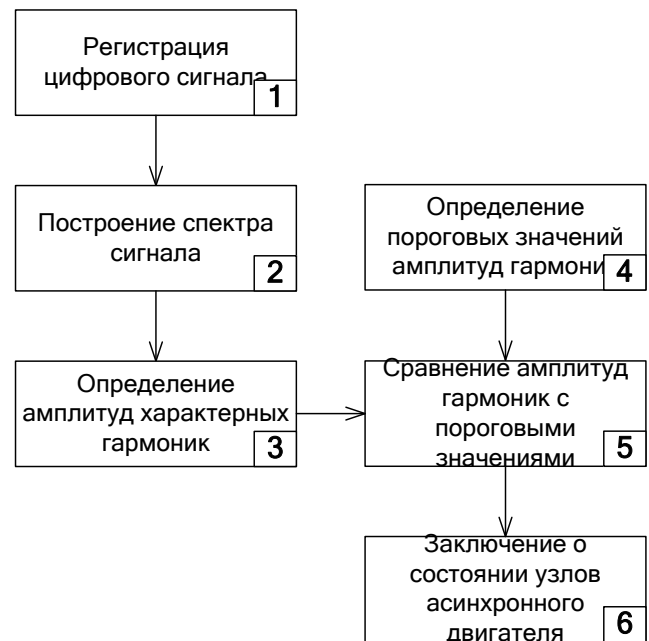


Рис. 1. Блок-схема предлагаемого алгоритма диагностирования узлов АД в режиме выбега

Далее необходимо произвести построение спектра диагностического сигнала (блок 2). Удобным инструментом для построения спектра является оконное преобразование Фурье, которое обычно используется для обработки нестационарных сигналов. В качестве оконной функции рекомендуется использовать Флэттоп, так как в этом случае амплитуды гармоник определяются наиболее точно и влияние на спектр эффекта растекания спектра является минимальным. Для получения более наглядной картины рекомендуется использовать перекрытие окон, а также выбирать продолжительность интервалов  $\Delta T$ , на которые разбивается сигнал, по выражению (1).

$$\frac{240 \cdot \Delta F}{n_{уст}} \leq \Delta T \leq \frac{t_1}{p+1} \quad (1)$$

где  $t_1$  – момент времени, при котором скорость вращения снижается вдвое, с,

$n_{уст}$  – скорость вращения в предшествующем выбегу установившемся режиме, об/мин,

$\Delta F$  – относительная ширина главного лепестка используемого окна по сравнению с шириной главного лепестка прямоугольного окна (для окна Флэттоп эта величина равна 5),

$p$  – число пар полюсов.

Далее необходимо определить в спектре амплитуды характерных для различных неисправностей

гармонических составляющих. В рамках работы рассматриваются две подобные неисправности – обрывы стержней короткозамкнутой обмотки ротора и динамический эксцентриситет. Для первого случая в спектрах сигналов при наличии дефекта должны проявляться гармонические составляющие от фиктивной обмотки ротора (ФОР), частоты которых могут быть определены по выражению [6]:

$$f_{\text{ФОР}}^{v\pm}(t) = \left| f_c \cdot \left( \frac{1-s(t)}{p} \cdot v \pm s(t) \right) \right|, \quad (2)$$

где  $f_{\text{ФОР}}^{v\pm}(t)$  – верхняя и нижняя боковая частота гармоники ФОР  $v$ -го порядка в момент времени  $t$ , Гц,

$v$  – порядок гармоники,  $v = 1, 2, 3, \dots$ ,

$f_c$  – частота сети, Гц,

$s(t)$  – скольжение двигателя в момент времени  $t$ .

В режиме выбега после отключения АД от сети и отсутствии скольжения частоты этих гармоник будут определяться по выражению:

$$f_{\text{ФОР}}^v(t) = \frac{n(t)}{60} \cdot \frac{v}{p}, \quad (3)$$

где  $f_{\text{ФОР}}^v(t)$  – частота гармоники ФОР  $v$ -го порядка в момент времени  $t$ , Гц,

$n(t)$  – скорость вращения АД в момент времени  $t$ , об/мин.

Частоты гармоник, появляющихся при наличии динамического эксцентриситета, могут быть определены в режиме выбега по выражению [5]:

$$f_{\text{ДЭ}}^{(v\pm)}(t) = \left| \frac{n(t)}{60} \cdot \left( \frac{p \pm v}{p} \right) \right| \quad (4)$$

где  $f_{\text{ДЭ}}^{(v\pm)}(t)$  – верхняя и нижняя боковые частоты гармоники от ДЭ  $v$ -го порядка соответственно в момент времени  $t$ , Гц.

Для определения состояния узлов АД необходимо также определить пороговые значения амплитуд характерных гармоник (блок 4). Предварительно пороговые значения могут оцениваться на основе модельного анализа. Идея модельного анализа заключается в оценке амплитуд характерных гармоник на математической модели АД при наличии неисправности. В настоящее время наиболее удобным инструментом для моделирования АД является программный комплекс Ansys, который содержит эффективные инструменты как для построения модели АД, так и для расчета магнитных полей с учетом остаточной намагниченности. Далее полученные пороговые значения могут уточняться в ходе реальной эксплуатации АД, а также дополняться анализом трендов изменения амплитуд характерных гармоник.

Наконец, оценив пороговые значения амплитуд гармоник, уже не составляет труда определить состояние узлов АД, сопоставляя действительные значения с пороговыми (блок 5). Если амплитуда хотя бы одной из гармоник превышает пороговое значение, делается заключение о наличии дефекта (блок 6). Однако рекомендуется снижать пороговые значения на 20%,

поскольку реальный двигатель может отличаться по характеристикам от его математической модели.

### III. ВЛИЯНИЕ НЕИСПРАВНОСТЕЙ НА СПЕКТРЫ ВНЕШНЕГО МАГНИТНОГО ПОЛЯ АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ В РЕЖИМЕ ВЫБЕГА

Для подтверждения эффективности метода спектрального анализа сигнала ВМП в режиме выбега для выявления дефектов АД были произведены исследования на имитационной модели АД типа ДАЗО2-17-44-8/10У1, разработанной в программном комплексе Ansys. Модель представлена на рис. 2. Модель выполнена с учетом остаточной намагниченности стали путем задания петли гистерезиса. Расчет производился при нулевой нагрузке двигателя с подключенным механизмом (дутьевым вентилятором).

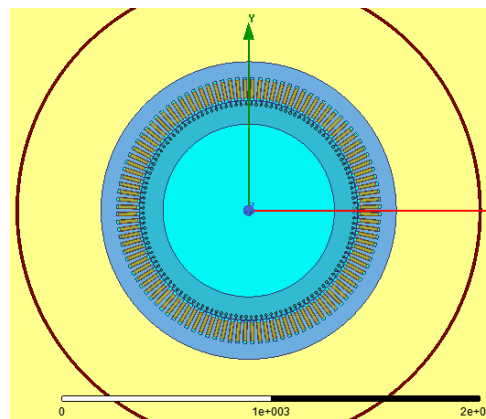


Рис. 2. Модель АД типа ДАЗО2-17-44-8/10У1

Расчеты индукции ВМП проведены методом конечных элементов на моделях АД в исправном состоянии, с одним и с шестью оборванными стержнями короткозамкнутой обмотки ротора, а также с динамическим эксцентриситетом, составляющим 10 и 30% от величины воздушного зазора.

В качестве примеров спектры сигналов исправного двигателя, двигателя с одним оборванным стержнем и с динамическим эксцентриситетом, составляющим 30% от величины воздушного зазора, представлены на рис. 3-5 соответственно. Амплитуды гармоник можно оценить по цветовой шкале, представленной справа. Ярким желтым цветом обозначены гармоники, имеющие амплитуды больше максимальной, указанной на цветовой шкале.

Из представленных результатов хорошо видно, что появление и динамического эксцентриситета, и повреждений обмотки ротора приводит к значительному росту амплитуд характерных гармонических составляющих. Также было определено, что чем выше степень неисправности, тем больше будут амплитуды всех характерных гармонических составляющих, что подтверждает эффективность описанного метода для выявления повреждений АД. При этом наибольший рост наблюдается у гармоник более низких порядков – в случае динамического эксцентриситета наиболее значительно возрастают амплитуды гармоник, ближайших к основной гармонике сигнала, а при наличии обрывов стержней – гармоники с меньшими частотами (около 10 и 20 Гц).

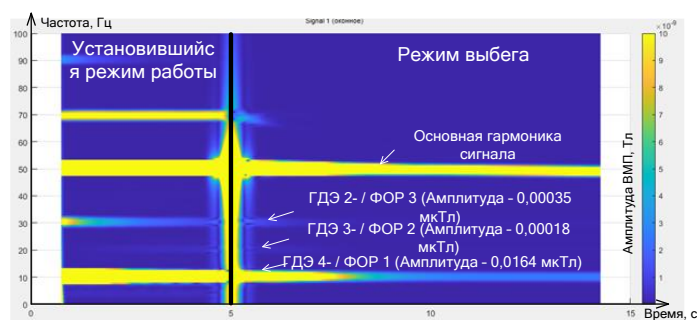


Рис. 3. Спектр сигнала ВМП в режиме выбега исправного АД

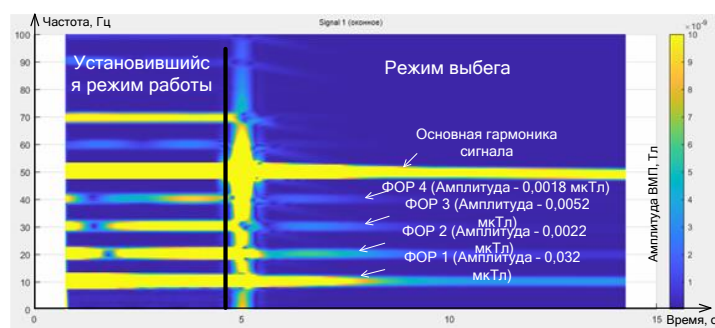


Рис. 4. Спектр сигнала ВМП в режиме выбега АД с одним оборванным стержнем обмотки ротора

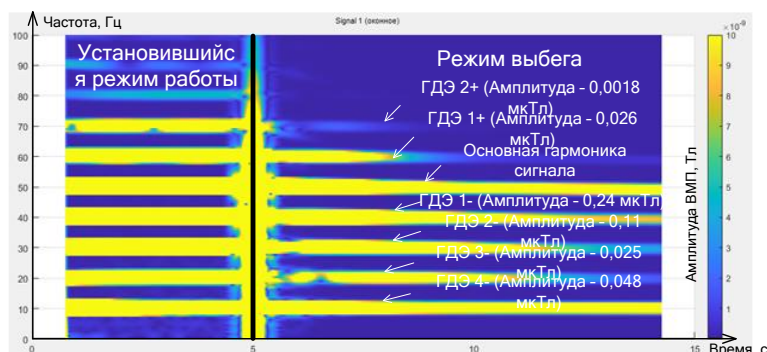


Рис. 5. Спектр сигнала ВМП в режиме выбега АД с динамическим эксцентриситетом, составляющим 30% от величины воздушного зазора

#### IV. ВЫВОДЫ

Результаты анализа спектров, представленные в работе, подтверждают возможность использования метода спектрального анализа сигнала индукции ВМП в режиме выбега для диагностирования узлов АД. В качестве диагностических признаков неисправностей могут выступать амплитуды характерных гармонических составляющих, частоты которых можно оценить по выражениям (3) и (4). Также важно отметить, что с ухудшением состояния двигателя (при увеличении эксцентриситета или количества оборванных стержней) амплитуды характерных гармоник также увеличиваются.

Кроме того, в работе предложена методика, описывающая порядок проведения диагностирования на основе описанного метода, и указаны основные требования к ее применению. В рамках дальнейших исследований планируется уделить большее внимание вопросам определения пороговых значений для выявления неисправностей и влияния нагрузки на амплитуды характерных гармоник в сигнале ВМП в режиме выбега.

#### Список литературы

- [1] Jarzyna, W. Diagnostic Characteristics of Axial Flux in an Induction Machine // *Electrical Machines and Drives, Conference Publication*. – 1995. – № 4. – pp. 141–146.
- [2] Ceban, A., Pusca, R., Romary, R. Study of Rotor Faults in Induction Motors Using External Magnetic Field Analysis // *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. – May 2012. – Vol. 59. – No. 5. – pp. 2082–2093.
- [3] Лукьянов, А.В., Мухачев, Ю.С., Бельский, И.О. Исследование комплекса параметров вибрации и внешнего магнитного поля в задачах диагностики асинхронных электродвигателей // *Системы. Методы. Технологии*. – 2014. – № 2 (22) – С. 61–69.
- [4] Назарычев А.Н., Полкошников Д.А., Страхов А.С., Новоселов Е.М., Захаров М.А., Скоробогатов А.А. Исследование сигнала внешнего магнитного поля асинхронного электродвигателя в режиме выбега // *Вестник ИГЭУ*. – 2024. – № 3. – С. 46–54.
- [5] Назарычев, А.Н., Полкошников, Д.А., Страхов, А.С., Новоселов, Е.М., Захаров, М.А., Скоробогатов, А.А. Метод определения динамического эксцентриситета асинхронных электродвигателей электростанций в режиме выбега // *Электрические станции*. – 2025. – № 3 (1124). – С. 29–38.
- [6] Скоробогатов, А.А. Анализ спектра магнитного поля в зазоре асинхронного двигателя при повреждении обмотки ротора // *Вестник ИГЭУ*. – 2006. – № 2. – С. 75–78.

# ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЦИФРОВЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Травин М.Д.

ПАО «Россети» Красноярское предприятие магистральных электрических сетей  
Красноярск, Россия  
e-mail: masy96xxx@gmail.com

## Аннотация

**Состояние вопроса:** В настоящее время многие сферы промышленности движутся по пути цифровой трансформации. Электроэнергетика также не отстает от этой тенденции. Актуальным стоит вопрос строительства новых цифровых подстанций и реконструкции существующих. Измерительные трансформаторы тока являются неотъемлемой частью оборудования подстанции. Актуальным стоит вопрос оцифровки измеренных вторичных величин электрической цепи и последующее их использование для защит, автоматики, учета, измерений и тд. Применение цифровых измерительных трансформаторов тока могло бы решить эту задачу.

**Материалы и методы:** анализ литературы, статей, стандартов организации, практический опыт.

**Результаты:** Выявлены достоинства и недостатки использования современных средств измерения электрических величин по сравнению с традиционными трансформаторами тока, проведен анализ опытно-промышленной эксплуатации оптических трансформаторов тока.

**Выводы:** Применение цифровых измерительных трансформаторов доказало их эффективность и точность по сравнению с электромагнитными, особенно в переходных процессах, а также перспективность использования данной технологии в промышленности.

**Ключевые слова:** цифровой трансформатор тока, оптический трансформатор тока, эффект Фарадея, цифровая подстанция, ТТЭО, ЦПС

# PROSPECTS FOR THE USE OF DIGITAL MEASURING CURRENT TRANSFORMERS

Maksim Travin

Public Joint Stock Company «Rosseti», Krasnoyarsk Enterprise of Main Electric Grids  
Krasnoyarsk, Russia  
e-mail: masy96xxx@gmail.com

## Abstract

**Background:** Currently, many industries are moving towards digital transformation. The electric power industry is also keeping up with this trend. The issue of building new digital substations and reconstructing existing ones is urgent. Measuring current and voltage transformers are an integral part of substation equipment. The issue of digitizing the measured secondary quantities of an electrical circuit and their subsequent use for protection, automation, accounting, measurements, etc. is relevant. The use of digital measuring current transformers could solve this problem.

**Materials and Methods:** analysis of literature, articles, organizational standards, practical experience.

**Results:** The advantages and disadvantages of using modern means of measuring electrical quantities in comparison with traditional current transformers are revealed, and an analysis of the pilot operation of optical current transformers is carried out.

**Conclusions:** The use of digital measuring transformers has proven their efficiency and accuracy compared to electromagnetic transformers, especially in transient processes, as well as the promise of using this technology in industry.

**Key words:** digital current transformer, optical current transformer, Faraday effect, digital substation, CTEO.

## I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время происходит быстрое развитие цифровых технологий во многих отраслях промышленности. Многие аналоговые системы переходят в цифровой вид. Ключевым элементом современных электрических сетей является цифровая подстанция (ЦПС). Сама идея цифровизации заключается в замене аналоговых (медных) связей между элементами подстанции на цифровые сигналы. Создание ЦПС «с нуля» довольно затратный процесс, поэтому некоторые технологии можно внедрять постепенно, реконструируя существующие подстанции. Измерительные трансформаторы тока являются одним из главных составляющих оборудования подстанции. Для реализации концепции цифровой подстанции необходимо представление измеренных аналоговых первичных величин во вторичные в цифровом виде. Для этого могут быть использованы цифровые трансформаторы тока (ЦТТ) [5]. Наиболее широкое распространение получили оптические трансформаторы тока, принцип действия которых основан на применении эффекта Фарадея. Поляризованный свет передается через чувствительный элемент, который обычно размещается вокруг первичной обмотки. Таким образом, свет будет распространяться вдоль магнитного поля, порождаемого током в первичной обмотке.

Оптические трансформаторы тока состоят из следующих частей: сенсорные головки, в которых размещены чувствительные элементы; сенсорная электроника и волоконно-оптические кабели, соединяющие сенсорную электронику с сенсорными головками (Рис. 1) [6].

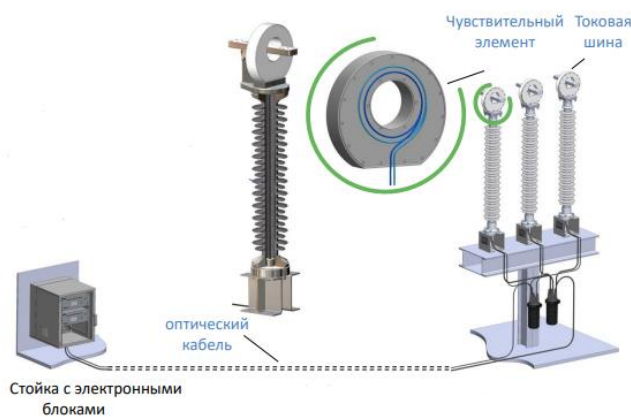


Рис. 1. Основные элементы оптического трансформатора тока

## II. ПРЕИМУЩЕСТВА ЦТТ

Оптические трансформаторы тока имеют широкий диапазон измеряемых токов при отсутствии эффекта остаточной намагниченности. У них отсутствует привычный магнитопровод, в следствии этого они позволяют проводить измерения токов короткого замыкания вплоть до значений токов динамической стойкости без искажения формы кривой тока. Повышается точность измерений (Рис. 2) [1].

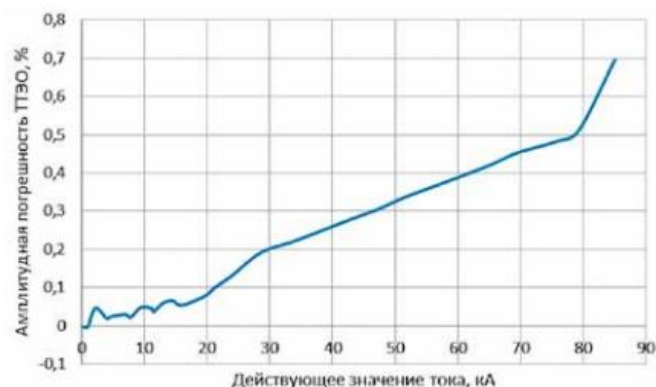


Рис. 2. График зависимости погрешности оптического трансформатора тока в зависимости от величины измеряемого тока

Применение цифровых технологий передачи данных о токе позволяет повысить тиражированность полученной информации, что сокращает количество кабельных связей между устройствами, что влечет за собой сопутствующую экономию. Тем более вторичные цепи имеют определённый предел по нагрузке, при превышении которого в аварийных режимах показания измерений могут быть недостоверными.

При техническом обслуживании электромагнитных трансформаторов тока требуется гораздо больший объем работ как по первичному оборудованию, так и по вторичным цепям, что повышает влияние «человеческого фактора». При наличии систем самодиагностики возможен переход к техническому обслуживанию по состоянию, что соответствует

Также отсутствие заходов вторичных обмоток снижает риски для обслуживающего персонала, т.к. при разомкнутой первичной обмотке электромагнитного трансформатора тока на вторичной возникает смертельно опасное напряжение. Также уходит риск взрыва маслонаполненного оборудования, что также повышает защищенность оперативного персонала при производстве переключений и осмотрах первичного оборудования.

Масса-габаритные показатели оптических трансформаторов в разы меньше чем у электромагнитных. Также существует исполнение с гибким чувствительным элементом. Использование такой конструкции позволяет осуществлять монтаж оборудования без разрыва токоведущей части. Установка таких измерительных ТТ позволяет реализовать селективное автоматическое повторное включение (АПВ) [3].

Отсутствие в оптических трансформаторах традиционного электромагнитного сердечника приводит к отсутствию необходимости проведения проверок допустимости нагрузок на ТТ при росте токов КЗ. В традиционных ТТ с магнитным сердечником указанная проверка необходима из-за того, что чем больше первичный ток КЗ, тем меньше допустимая вторичная нагрузка на ТТ. Постоянный рост токов КЗ приводит к постоянной необходимости выполнения таких проверок, что является достаточно трудозатратной процедурой. В трансформаторах тока электронно-оптических (ТТЭО) отсутствует магнитная система, и выполнение такой проверки для ТТЭО сводится к проверке не превышения максимального тока КЗ допустимого предельного тока ТТЭО.

Передача информации от ТТЭО к терминалам релейной защиты (РЗ) в цифровой форме приводит к отсутствию в устройстве РЗ входных трансформаторов тока и, как следствие, к отсутствию искажения вторичного тока за счет насыщения входных трансформаторов тока устройства РЗ. Это в свою очередь упрощает алгоритмы функционирования устройств РЗ, повышает надежность их работы и уменьшает собственное время срабатывания устройств РЗ.

### III. НЕДОСТАТКИ ЦТТ

В первую очередь это высокая стоимость, особенно при применении оптических технологий. Первоначальные капиталовложения выше, чем при использовании электромагнитных трансформаторов.

Необходимость тщательного проектирования и настройки цифровой инфраструктуры цифровых измерителей.

Повышение квалификации персонала. Для технического обслуживания требуется переобучение, особенно это касается релейного персонала.

Повышенная сложность первичной наладки оборудования. При недостаточной квалификации наладчиков могут быть допущены ошибки, в последствии приводящие к авариям.

Система синхронизации времени. Когда происходят потери связи со спутником может нарушаться синхронизация времени между терминалами защит и трансформатором. Необходим дополнительный контроль за серверами времени.

Небольшой опыт промышленной эксплуатации в реальных условиях.

### IV. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ

Одним из первых опытов по использованию в России оптических трансформаторов тока стала Нижегородская ГЭС [3]. Этот проект выявил ряд недостатков применения этой технологии:

- необходимость тщательного проектирования и настройки цифровой инфраструктуры
- система синхронизации времени должна стабильно обрабатывать потерю спутников для исключения ресинхронизации между измерительными трансформаторами и терминалами РЗА.
- недоработки в решении по организации оптического питания систем измерения. Опыт показал, что через несколько лет эксплуатации при неблагоприятных климатических условиях может возникнуть деградация фотовольтаических элементов.

Эти недостатки были выявлены и учтены при последующей опытной эксплуатации.

На ПС 500 кВ Тобол в качестве измерительных трансформаторов там установлены трансформаторы тока электронно-оптические (ТТЭО) отечественного производителя [3]. Цифровой интерфейс ТТЭО и реализует передачу вторичных сигналов в виде Sampled Values (SV) по протоколу МЭК 61850-9-2LE и российскому профилю

МЭК 61850-9-2. Параллельно на этой подстанции стоят электромагнитные ТТ. В 2020 году был произведен опыт однофазного короткого замыкания взаимодействия терминалов РЗА и цифровых трансформаторов, а также сравнение их с электромагнитными трансформаторами (ЭМ ТТ). Опыт показал, что формы кривых тока, полученных от ЭМ ТТ и ТТЭО полностью совпадали как по амплитуде, так и по фазе [2] (Рис. 5). Однако после отключения выключателя оптические трансформаторы сразу же передавали корректное нулевое значение тока, в то время как ЭМ ТТ выдают недостоверные значения, обусловленные появлением постоянной составляющей, которая постепенно снижается до нуля (Рис. 3).

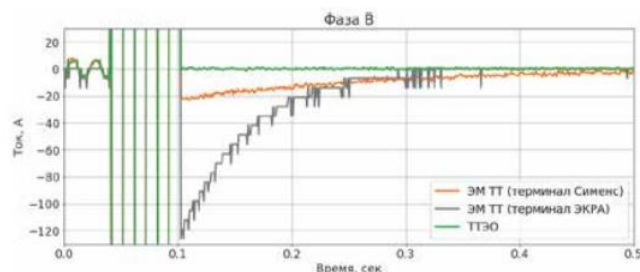


Рис. 3. График сравнения время-токовой характеристики ЭМ ТТ и ТТЭО

Анализ работы терминалов защит подтвердил их корректную работу с цифровыми ТТ. Анализ быстродействия защит показал, что при использовании ТТЭО формирование в терминалах сигнала на отключение выключателя было на 10 мс раньше (Рис. 4) [2].

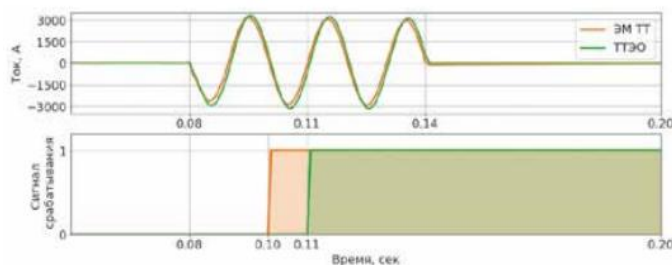


Рис. 4. Кривая тока однофазного КЗ и время срабатывания защит

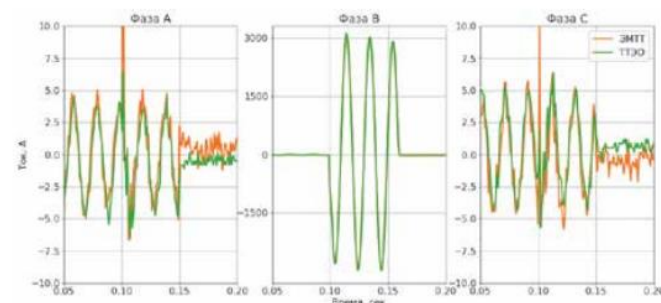


Рис. 5. Сравнение кривых тока полученных ЭМТТ и ТТЭО

Опытно-промышленная эксплуатация на ПС 500 кВ Тобол показала, что цифровые измерительные трансформаторы тока могут применяться наравне с электромагнитными в связке с терминалами защит, а значит в перспективе могут их заменить.

Зарубежный опыт использования оптических трансформаторов был получен на подстанции Мартиниг (Франция), расположенной в прибрежной зоне.

Трансформаторы подвергались действию повышенной солнечной радиации, соляного тумана, химически загрязненному воздуху, а также повышенному напряжению (145 кВ вместо номинальных 110 кВ). За период ускоренного старения в течение 15 месяцев (эквивалентно примерно 6 годам эксплуатации в нормальных климатических условиях) в таких условиях деградации технических характеристик оборудования не выявлено, погрешность осталась в пределах заявленного класса точности 0.2S.

#### V. Выводы по использованию цифровых трансформаторов тока

- Опыты сравнения работы цифровых и электромагнитных трансформаторов тока показал идентичность работы с ними терминалами защит;
- Оптические трансформаторы показали эффективность измерения токов в переходных процессах;
- Неправильно выполненная наладка цифровых процессов может привести к некорректной работе защит. Необходимо тщательно контролировать этот процесс, а также внедрять системы самодиагностики.
- Системе синхронизации времени также следует уделять повышенное внимание и внедрять системы, анализирующие поведение источника времени.
- Переход от классического понятия кернов ТТ для учета, измерений, защит к понятию унифицированного керна. Точность измерений цифровых трансформаторов тока позволяет не разделять эти цепи и вместо трех электронных блоков обработки ставить два (основной и резервный), что приводит к удешевлению комплекта поставки [3].
- Возможность использования одного типа цифрового трансформатора тока для разных номинальных токов, что снижает номенклатурное разнообразие и также приводит к снижению стоимости готовых изделий.
- Необходимость проведения климатических испытаний в полном объеме и разных климатических зонах России.
- Особое внимание следует уделять работе устройств в условиях различного поведения серверов точного времени.
- Цифровые трансформаторы тока не требуют такого же цикла технического обслуживания как электромагнитные, но необходимо проводить поверку каждые 8 лет.

Таким образом, можно сделать вывод о перспективности данной технологии. Необходимо увеличивать дальнейшее опытно-промышленное применение и отработку данной технологии, тем более, что

имеется достаточно большая база отечественных наработок. Внедрение цифровых технологий с каждым годом увеличивается. Принятие программы цифровой трансформации [4] указывает на то, что необходимо развивать новые технологии, несмотря на кажущуюся сложность.

При складывающейся общей тенденции на повсеместное внедрение информационных технологий, цифровые измерительные трансформаторы рано или поздно вытеснят из эксплуатации традиционные электромагнитные.

Первые опытные оптические ТТ были созданы в начале 2010-х годов, за прошедшие 15 лет они получили достаточное развитие, но нельзя останавливаться на достигнутом. Чем больше их внедряется в действующие сети, тем лучше будет изучена и отработана технология на практике. За счет массовости серийного производства будет достигнуто снижение стоимости оборудования, а большее количество персонала получит соответствующий опыт и квалификацию.

#### Список литературы

- [1] Балашов В.В., Еремеев Д.Г., Янин М.А. «Влияние применения высокоточных трансформаторов тока и напряжения на выбор принципов работы и выбор уставок микропроцессорных устройств РЗ». Релейщик, №2 02 – 2017. – С. 36–39.
- [2] Янин М.А., Канафеев Р.И., Иванов Н.А., Шеметов А.С., Козырев А.В., Антипин В.С. «Сравнение работы цифровых и аналоговых ТТ и ТН при опыте однофазного КЗ на ЦПС 500 КВ Тобол». Релейщик, № 03 – 2020. – С. 26–35.
- [3] Янин М.А., «Опыт, полученный при реализации проектов по построению цифровых подстанций с применением оптических трансформаторов». Релейщик, № 03 – 2020. – С. 36–45.
- [4] «ПАО» Россети «Концепция цифровая трансформация 2030», 2018.
- [5] «ПАО» Россети «Цифровые трансформаторы тока 6-750 кВ. Общие технические условия.», СТО 34.01-3.2-017-2022, 2022.
- [6] Смирнов Д.А., Хабитов А.Х. «Эффект Фарадея и его применения в оптических трансформаторах тока». Материалы XV Всероссийской открытой молодежной научно-практической конференции. Казань, 2020. – С. 84–86.

# РАЗРАБОТКА МЕХАНИЗМА ДИСТАНЦИОННОГО ОСМОТРА ЛЭП ПОСРЕДСТВОМ БЕСПИЛОТНЫХ ВОЗДУШНЫХ СУДОВ

Фахрутдинов Т.А., Пилипенко В.А., Миронов И.В.  
Филиал ПАО «Россети» - МЭС Волги  
Самара, Россия  
e-mail: Tim-freak@mail.ru

## Аннотация

**Состояние вопроса:** Вопрос диагностики и осмотра линий электропередачи (ЛЭП) является основой поддержания надежности энергосистем. Современные методы включают использование визуального контроля, дистанционных измерений. Однако стоит отметить, что все описанные действия выполняются с помощью персонала заинтересованных подразделений, поэтому нами предложен алгоритм дистанционного осмотра линий электропередач с использованием беспилотных воздушных судов (БВС) и последующей обработкой изображений с помощью программного обеспечения на основе искусственного интеллекта.

**Материалы и методы:** Пакет офисных программ LibreOffice.

**Результаты:** Описан алгоритм, позволяющий проводить осмотры ЛЭП и выявлять дефекты без участия персонала, начиная от планирования маршрута и сбора данных и заканчивая методами обнаружения дефектов и их классификации.

**Выводы:** Внедрение и последующая доработка представленного алгоритма, позволит сократить расходы на проведение периодического технического осмотра, а также позволит повысить качество диагностики и осмотра линий электропередач.

**Ключевые слова:** линии электропередач, дистанционный осмотр, беспилотные воздушные суда, искусственный интеллект, обнаружение дефектов, автоматизированная диагностика.

## DEVELOPMENT OF A REMOTE INSPECTION MECHANISM FOR POWER LINES USING UNMANNED AERIAL VEHICLES

Timur Fakhrutdinov, Viktoriya Pilipenko, Ivan Mironov  
Branch of PJSC «Rosseti» - Volga Electric Power Plant  
Samara, Russia  
e-mail: Tim-freak@mail.ru

## Abstract

**Background:** The problem of diagnostics and inspection of power transmission lines (PTL) is fundamental to maintaining the reliability of power systems. Modern methods include visual inspection and remote measurements. However, all these procedures are currently carried out by personnel from relevant departments. Therefore, we propose an algorithm for remote inspection of power lines using unmanned aerial vehicles (UAVs), followed by image processing with artificial intelligence-based software.

**Materials and Methods:** The study employed the LibreOffice office software suite.

**Results:** We describe an algorithm that enables PTL inspections and defect detection without human involvement. The algorithm covers the entire process: from route planning and data acquisition to defect detection and classification methods.

**Conclusions:** Implementing and further refining the proposed algorithm will reduce the costs of periodic technical inspections and improve the quality of power line diagnostics and inspection.

**Key words:** power transmission lines, remote inspection, unmanned aerial vehicles, artificial intelligence, defect detection, automated diagnostics.

## I. ВВЕДЕНИЕ

Надежность линий электропередач – ключевое условие стабильного функционирования энергосистем и удовлетворения растущих потребностей в электроэнергии. Традиционные методы осмотра ЛЭП, основанные на обходе линий персоналом или использовании наземной техники, имеют существенные недостатки: они трудоёмки, дорогостоящи и связаны с повышенным риском для сотрудников, особенно в труднодоступных или опасных районах.

## II. ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ

Существует ряд методов оценки технического состояния ЛЭП [1-3]:

- визуальный контроль - традиционный метод, применяемый персоналом при наземном осмотре или с использованием подъёмной техники;
- инфракрасная съёмка – метод, позволяющий выявлять перегревы контактных соединений и повреждённые элементы системы;
- ультразвуковое обследование – способ обнаружения внутренних дефектов металлических конструкций;
- аэрофотосъёмка – получение изображений с воздуха с последующим анализом данных персоналом.

Каждый из перечисленных методов имеет ограничения, сдерживающие его широкое применение. В связи с этим возникает необходимость разработки комплексного решения, объединяющего преимущества различных методик.

## III. ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ РАБОТЫ АЛГОРИТМА

Рассмотрим основные этапы работы алгоритма, представленного на Рис. 1:

- Планирование полета - загрузка маршрута (линия, опоры, метки координат), расчёт пролётов, высот и точек съёмки с учётом регламентов безопасности.
- Предполетная проверка – контроль готовности оборудования и систем к выполнению миссии.
- Сбор данных - использование наземной стационарной платформы и БВС, оснащённых RGB-, тепловыми и мультиспектральными камерами, а также LiDAR; синхронизация данных GPS/IMU; организация резервной записи.
- Предобработка - геокалибровка, фотокоррекция, сбор телеметрии, формирование базы данных.
- AI-анализ - обнаружение объектов и аномалий (обрывы, пробой, дефекты изоляторов, коррозия, провис провода, наслоение наледи, рост растительности), сегментация изображений, классификация степени критичности выявленных дефектов.
- Отчётность и интеграция в SCADA - формирование отчёта для передачи персоналу службы, эксплуатирующей ЛЭП.
- Оценка и повторное обучение - валидация результатов операторами, дообучение моделей на основе новых данных

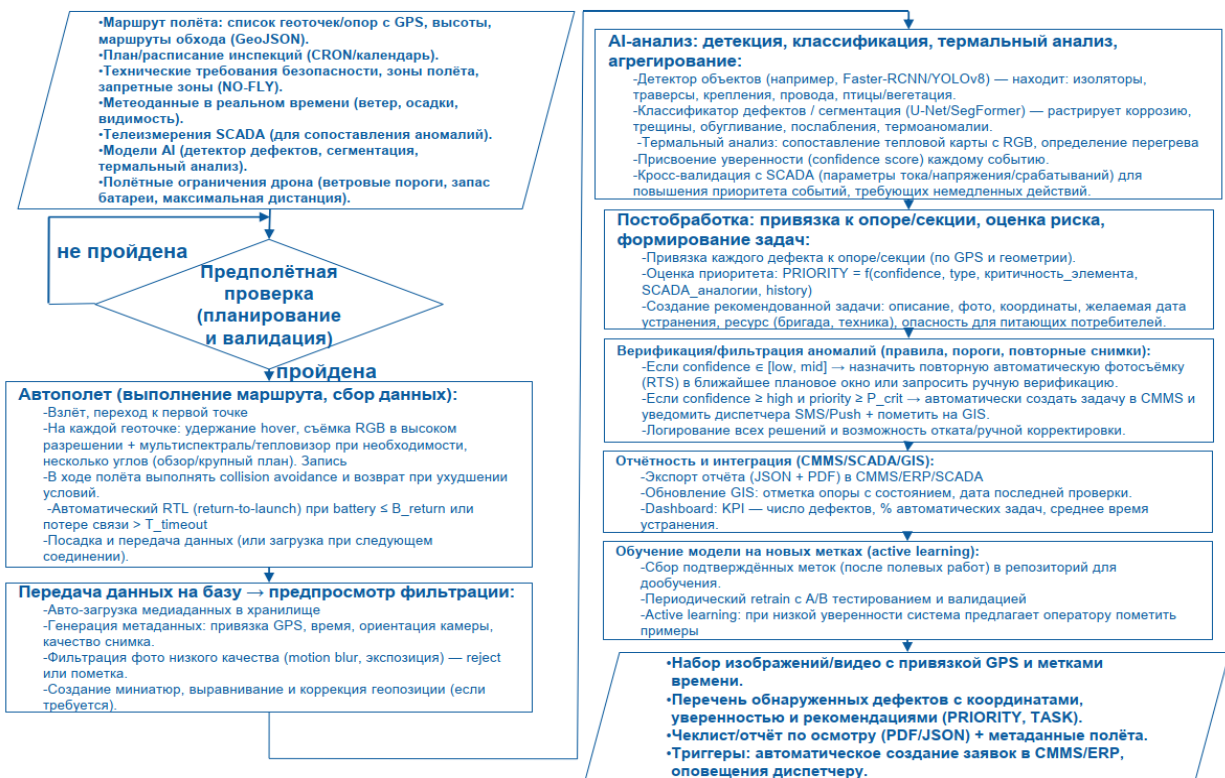


Рис. 1. Алгоритм дистанционного осмотра линий электропередач (ЛЭП) с использованием беспилотных воздушных судов (БВС)

#### IV. ОПИСАНИЕ РАБОТЫ АЛГОРИТМА

Работа алгоритма основана на поэтапном выполнении каждого из блоков действий и начинается с планирования полета и определения точек сбора данных. Определяются текущие метеоданные, согласовывается план полета, и проверяются запреты на полеты в указанной зоне. Валидация предполетной проверки с заинтересованными службами. Пролет по заданному маршруту и проведение съемки по заданному алгоритму. Выгрузка фотоматериала дистанционно или по возвращении на базу. Автозагрузка набора медиаданных, с указанием геотегов. Привязка фотографий к карте линии электропередач с указанием временных данных и описанием предполагаемых дефектов. Сегментация изображений. Выделение на изображениях объектов, представляющих интерес (изоляторы, провода, опоры, траверсы). Детектирование объектов. Использование обученных моделей глубокого обучения для автоматического обнаружения конкретных типов дефектов. Например,

- на изоляторах: трещины, сколы, загрязнения, следы пробоя, оплавления.
- на проводах: перетиранья, обрывы жил, коррозия, деформации.
- на опорах: коррозия, деформация, повреждение фундаментов, трещины в железобетонных конструкциях.
- на траверсах: деформация, коррозия, повреждение креплений.
- на арматуре: ослабление креплений, коррозия.

Анализ тепловизионных изображений. Выявление аномальных температурных зон, указывающих на перегрев контактов, дефектные изоляторы или другие проблемы. Анализ данных LiDAR. Построение точной трехмерной модели ЛЭП и окружающей среды. Оценка состояния опор. Анализ геометрических параметров опор, выявление деформаций, отклонений от вертикали. Мониторинг растительности. Оценка близости деревьев к проводам, выявление потенциально опасных участков, требующих обрезки. Обнаружение аномалий в конструкции. Выявление отсутствующих или поврежденных элементов крепления. Обработка фотографий с помощью искусственного интеллекта, и выдача протоколов осмотра с последующим формированием отчета на каждую линию в отдельности. Автоматическая классификация. На основе признаков выявленных дефектов (размер, форма, тип, местоположение) система относит их к определенным категориям. Оценка степени критичности. Дефекты ранжируются по степени их потенциального влияния на надежность и безопасность работы ЛЭП. Например, трещина на изоляторе может быть классифицирована как незначительная, а полный обрыв провода – как критический. Для определения критичности могут использоваться экспертные системы, основанные на нормативных документах и опыте эксплуатации. Формирование отчетов. Создание детализированных отчетов о выявленных дефектах, включающих их описание, местоположение на карте, фотографии, тепловизионные снимки (при наличии), степень критичности и рекомендации по устранению. Подтверждение

достоверности дефектов для включения фотоматериалов в репозиторий для дальнейшего обучения модели обнаружения дефектов. Периодичность осмотра устанавливается исходя из длины линии, наличия ландшафтных переходов, перепадов высоты и иных объектов, влияющих на эксплуатационное состояние ЛЭП.

#### V. СЛОЖНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ АЛГОРИТМА

Следует отметить, что разработанный алгоритм имеет ряд ограничений:

- Зависимость от погодных условий. Эффективность осмотра может снижаться в неблагоприятных метеорологических условиях.
- Требования к квалификации персонала. Для управления БВС и работы с программным обеспечением необходим персонал, обладающий соответствующей квалификацией и компетенциями.
- Необходимость обновления обучающей выборки. Для поддержания высокой точности диагностики требуется регулярная актуализация обучающей выборки путём добавления новых изображений и аннотаций.
- Высокие требования к вычислительным ресурсам. Обработка значительных объёмов данных предполагает использование мощных вычислительных систем.

#### VI. ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ АЛГОРИТМА

- Применение разработанного алгоритма дистанционного осмотра ЛЭП с использованием БВС обладает рядом существенных преимуществ по сравнению с традиционными методами:
  - Повышение безопасности. Исключается необходимость работы персонала на высоте и в труднодоступных местах, что снижает риск производственного травматизма.
  - Снижение затрат. Сокращаются расходы на оплату труда персонала, транспорт и аренду специализированной техники. Автоматизация процессов обработки данных также способствует снижению трудоемкости.
  - Увеличение скорости и эффективности осмотра. БВС способны покрывать значительные территории в сжатые сроки, обеспечивая более частый и полный мониторинг ЛЭП.
  - Повышение точности и детализации. Современные сенсоры БВС обеспечивают получение изображений и данных с высоким пространственным разрешением, что позволяет выявлять мелкие дефекты с большей точностью.
  - Своевременное выявление дефектов. Регулярный автоматизированный осмотр даёт возможность обнаруживать дефекты на ранних стадиях их развития, предотвращая серьезные аварии и дорогостоящие ремонтные работы.
  - Создание цифрового двойника. Формируется точная трёхмерная модель ЛЭП и прилегающей территории.
  - Документирование состояния. Полученные данные служат надёжным источником информации о состоянии ЛЭП на определенный момент времени, что важно для истории эксплуатации и планирования.

- Алгоритм не лишен недостатков:
  - Высокая стоимость. Разработка и приобретение БВС. Обслуживание наземной инфраструктуры. Обновление программного обеспечения (ПО) и аппаратных средств.
  - Зависимость от стабильных поставок компонентов и технологий. Работа алгоритма предполагает бесперебойное обеспечение комплектующих для БВС, ПО, средства связи и обработки данных.
  - Регуляторные ограничения. Возможны сложности с согласованием полётов БВС в отдельных регионах из-за действующих норм воздушного законодательства. Ограничений на использование воздушного пространства и требований к сертификации операторов и оборудования.

#### VII. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ И ДАЛЬНЕЙШИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

- Разработанный алгоритм является основой для дальнейшего совершенствования систем мониторинга ЛЭП. Перспективные направления включают:
  - Разработка более совершенных моделей машинного обучения (Постоянное обучение и доработка моделей для повышения точности детектирования и классификации дефектов, в том числе редких и сложных случаев);
  - Использование искусственного интеллекта для предиктивного анализа (Разработка алгоритмов, способных прогнозировать вероятность возникновения дефектов на основе исторических данных и текущего состояния ЛЭП);
  - Интеграция с другими источниками данных (Объединение данных с БВС с информацией от наземных датчиков, метеорологических станций и других систем для более комплексного анализа);
  - Автономные системы осмотра (Разработка полностью автономных БВС, способных самостоятельно планировать маршруты, проводить осмотр и передавать результаты без участия оператора);
  - Разработка стандартов и протоколов: (Формирование единых стандартов для сбора, обработки и обмена данными, полученными с БВС при осмотре ЛЭП).

#### VIII. РЕЗУЛЬТАТЫ

Разработка и внедрение алгоритма дистанционного осмотра ЛЭП с использованием БВС является важным шагом на пути к повышению надежности, безопасности и экономической эффективности эксплуатации энергетической инфраструктуры.

Автоматизация процессов сбора, обработки и анализа данных, а также применение передовых технологий компьютерного зрения и машинного обучения позволяют значительно улучшить качество и скорость проведения осмотров, своевременно выявлять дефекты и предотвращать аварийные ситуации. Дальнейшее развитие данного направления открывает широкие перспективы для создания полностью автоматизированных и интеллектуальных систем мониторинга и управления ЛЭП.

Автоматизация процесса осмотра и анализа данных позволит оказать не только технологический, но и социальный, экономический эффекты [4].

Технологический эффект:

- улучшение качества данных (БВС позволяют получать высококачественные изображения с различных ракурсов, что обеспечивает более детальный анализ состояния ЛЭП, также снятые в разное время в одной точке фотоматериалы позволяют проводить анализ во времени);

- автоматизирование процесса анализа (использование ИИ снижает влияние человеческого фактора и повышает точность диагностики);

- повышение надежности энергосистемы (своевременное выявление и устранение дефектов позволяет предотвратить аварии).

- Социальный эффект:

- повышение безопасности персонала (дистанционный осмотр исключает необходимость работы персонала в опасных условиях);

- повышение квалификации персонала (проведение обучения по программе повышения квалификации для работы с БВС).

- Экономический эффект:

- снижение расходов на диагностические осмотры ЛЭП;

- повышение производительности труда относительно традиционного метода.

#### Список литературы

- [1] Полуянова, М. С. Дистанционные методы обследования линий электропередач / М. С. Полуянова, Д. С. Соколов, Л. В. Боева, Г. Ю. Киселёв. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. — 2017. — № 22 (156). — С. 68-70. — URL: <https://moluch.ru/archive/156/4418>
- [2] Применение дистанционных методов при обследовании воздушных линий электропередач [Электронный ресурс] URL: <http://www.ti-ees.ru>
- [3] Волкова Г. Д., Новоселова О. В., Григорьев О. Г. Исследование методологий и методов проектирования автоматизированных систем различного назначения // Электронные информационные системы. 2014. № 2 (2). С. 57–69.
- [4] Инновации в Группе «Россети» [Электронный ресурс] URL: <https://www.rosseti.ru/upload/docs/scientific-and-technical-development/Rosseti-NIOKR.pdf?ysclid=mhvinu2qny551193070>