

Секция №4

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ



Scientific section №4

DIGITAL TECHNOLOGIES IN POWER INDUSTRY

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ БЛОЧНОЙ КОМПЛЕКТНОЙ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Вашуров К.Г.
ПАО «Россети Ленэнерго»
Санкт-Петербург, Россия
e-mail: ale.brai@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Работа посвящена одной из важнейших технологических задач – разработке методов и средств повышения эффективности автоматизированной системы управления блочной комплектной трансформаторной подстанцией. Оснащение сетевых сооружений комплексом автоматизированной системы дистанционного управления позволяет производить мониторинг и оценку состояния режимов работы сети и систем в целом, что является важным условием надежного функционирования электроэнергетических систем, и как следствие приводит к снижению показателей аварийности и недоотпуска электроэнергии.

Материалы и методы: Анализ и систематизация информации по исследуемому вопросу, нормативно-правовая документация, математическое моделирование автоматизированной системы управления блочной комплектной трансформаторной подстанцией.

Результаты: Представлен анализ методов повышения эффективности автоматизированной системы управления блочной комплектной трансформаторной подстанцией, а также систематизация информации по данному вопросу. Проведен анализ нормативной документации в области автоматизации подстанций, рассмотрены протоколы передачи данных и проведен сравнительный анализ протоколов. В работе представлены актуальные модели анализа автоматизированной системы управления подстанцией, тем самым наглядно показана важность и необходимость применения таких систем на объектах электросетевого хозяйства. Разработана модель автоматизированной системы управления, разработана общая структура системы автоматизации подстанции с учетом предложенной модели.

Выводы: Разработана и приведена модель автоматизированной системы управления блочной комплектной трансформаторной подстанцией, которая может самостоятельно обучаться на передаваемых данных. Разработана математическая модель алгоритма передачи пакетов данных с использованием криптошлюзов и общий код к реализации данного алгоритма. С помощью дополнительного блока криптозащиты данная система стала надежнее, эффективнее, нагляднее и более защищенной, что позволяет в будущем проектировать и успешно внедрять улучшенную автоматизированную систему управления подстанцией.

Ключевые слова: повышение эффективности, автоматизированная система управления, блочная комплектная трансформаторная подстанция, электроэнергетические системы.

IMPROVING THE EFFENCY OF AN AUTOMATED CONTROL SYSTEM FOR A BLOCK-TYPE COMPLETE TRANSROTMER SUBSTATION

Konstantin Vashurov
«Rosseti Lenenergo» PJSC
Saint-Petersburg, Russia
e-mail: ale.brai@mail.ru

Abstract

Background: This work addresses one of the most important technological challenges: developing methods and tools for improving the efficiency of an automated control system for a modular transformer substation. Equipping network facilities with an automated remote control system enables monitoring and assessing the operating conditions of the network and systems as a whole, which is essential for the reliable operation of electric power systems and, consequently, reduces accident rates and power shortages.

Materials and Methods: Analysis and systematization of information on the issue under study, regulatory documentation, mathematical modeling of the automated control system of a block-type complete transformer substation.

Results: This paper presents an analysis of methods for improving the efficiency of an automated control system for a modular transformer substation, as well as a systematization of relevant information. Regulatory documentation on substation automation is analyzed, data transmission protocols are examined, and a comparative analysis of protocols is conducted. The paper presents

current models for analyzing automated substation control systems, thereby clearly demonstrating the importance and necessity of using such systems in electric grid facilities. A model of the automated control system has been developed, and the overall structure of the substation automation system is designed based on the proposed model.

Conclusions: A model of an automated control system for a modular transformer substation capable of autonomously learning from transmitted data has been developed and presented. A mathematical model of the data packet transmission algorithm using cryptographic gateways and general code for implementing this algorithm have been developed. With the help of an additional cryptographic protection unit, this system has become more reliable, efficient, visually clear, and secure, enabling the future design and successful implementation of an improved automated substation control system.

Key words: increased efficiency, automated control system, modular complete transformer substation, and electric power systems.

I. ВВЕДЕНИЕ

Телемеханика – область науки и техники, которая занимается исследованием и разработкой способов дистанционного управления и контроля за объектами, с использованием специальных устройств, которые предназначены для преобразования сигналов и максимально эффективного использования каналов связи. Она играет важную роль при передаче информации и сигналов на большие расстояния с высокой степенью точности и надежности, применяясь в различных областях с целью контроля и мониторинга состояния. Одним из основных применений телемеханики является объединение различных объектов управления в единый комплекс. Это позволяет централизованно контролировать и управлять множеством объектов, таких как промышленные системы, энергетические установки, транспортные сети и многие другие. Принципиальная схема организации передачи данных представлена на рис. 1.

II. СИСТЕМАТИЗАЦИЯ ИНФОРМАЦИИ

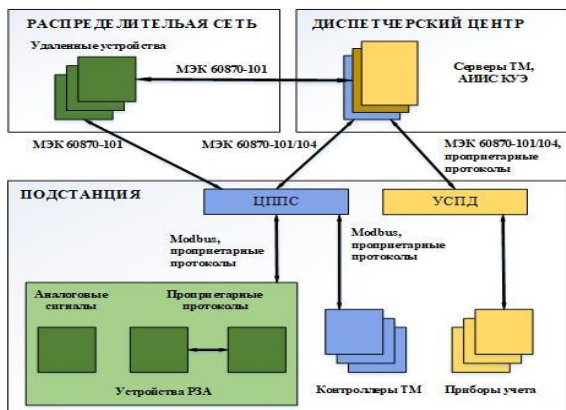


Рис. 1. Принципиальная схема организации передачи данных

Главным субъектом, который занимается разработкой и публикацией международных стандартов для всех электрических и связанных с ними технологий, является Международная электротехническая комиссия (МЭК). МЭК определяет требования к автоматизированным системам управления в части управления системами и проектами, языка конфигурации для связи на электрических подстанциях (язык SCL – Structured Control Language), а также безопасности и

надежности передаваемой информации [1]. Существует большая нормативно-техническая база, устанавливающая требования к автоматизации электроустановок. К числу таких общепринятых и широко используемых в отрасли относятся, к примеру «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ) и «Стандарты и нормы в области автоматизации подстанций» и т.д. Таким образом различные технические нормы представляют собой набор рекомендаций и требований, касающихся проектирования и функционального разделения систем автоматизации, а также организации и резервирования таких систем [2].

Протоколы передачи данных в телемеханике имеют решающее значение для обеспечения эффективной и безопасной связи между устройствами, помогая стандартизировать способ обмена данными и позволяя различным системам беспрепятственно взаимодействовать друг с другом [3]. Параметры протоколов передачи данных представлены в таблице 1.

Таблица 1. ПАРАМЕТРЫ ПРОТОКОЛОВ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ

Параметр	Протокол		
	Modbus	МЭК-101/104	МЭК 61850
Линии связи	RS-232/485/422, TCP/IP, Ethernet	RS-232/485/422, TCP/IP, Ethernet	Оптическое волокно
Архитектура	Клиент-сервер	Клиент-сервер	Издатель - подписчик
Принцип передачи данных	Обмен индексированными точками данных RTU, TCP	Обмен индексированными точками данных	Структуры данных в соответствии с информационной моделью
Сporадическая передача данных	Нет	Да	Да
Семантическая модель данных	Нет	Нет	Да
Передача данных в режиме реального времени	Нет	Нет	Да

Следуя установленным протоколам, системы телемеханики могут работать эффективно и предоставлять ценную информацию пользователям. Инженерам, работающим в области телемеханики важно иметь представление о вновь появившихся протоколах передачи данных и технологий.

III. РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ БКТП

Рассмотрим упрощенную модель [4].

1. Уравнение трансформатора с РПН:

$$U_2(t) = \frac{U_1(t)}{K(t)} - I_2(t) * Z_m, \quad (1)$$

где: $U_2(t)$, – напряжение на шинах, 0,4кВ (вывод),

$U_1(t)$, – входное напряжение на стороне 10кВ,
 $I_2(t)$ – ток нагрузки,
 $Z_{tr} = R_{tr} + jX_{tr}$ – полное сопротивление трансформаторов,
 $k(t)$ – текущий коэффициент трансформации.
 Коэффициент трансформации как функция положения РПН:

$$K(t) = K_0 * [1 + \alpha * m(t)], \quad (2)$$

где: $K_0 = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}}$ – номинальный коэффициент,

α – шаг регулирования,

$m(t)$ – текущая ступень РПН.

2. Уравнения цепи питания:

$$U_1(t) = U_s(t) - I_1(t) * Z_s, \quad (3)$$

$$I_1(t) = \frac{I_2(t)}{K(t)}, \quad (4)$$

где: $U_s(t) = U_{зад} + \Delta U_s(t)$ – напряжение сети с возмущением,

$Z_s = R_s + jX_s$ – сопротивление питающей сети,

3. Уравнение баланса мощностей:

$$S_{напр}(t) \approx U_2(t) * I_2^*(t) = P_{напр}(t) + jQ_{напр}(t), \quad (5)$$

4. Уравнения АСУН:

4.1. Ошибка регулирования:

$$e[n] = U_{зад} - U_{изм}[n] \quad (6)$$

4.2. Алгоритм ступенчатого регулирования:

– Условие повышения напряжения:

Если $e[n] < -\Delta U_{Густ}$ и $t > t_{пред} + T_{задержка}$, след-но $m[n+1] = m[n] + 1$

– Условие понижения напряжения:

Если $e[n] > +\Delta U_{Густ}$ и $t > t_{пред} + T_{задержка}$, след-но $m[n+1] = m[n] - 1$

– Ограничения: $m_{min} \leq m[n] \leq m_{max}$, если $|I_2| > I_{max}$, след-

но происходит блокировка АСУН.

5. Итоговая система уравнений:

$$\begin{cases} U_2 = \frac{U_s - \frac{I_2 * Z_s}{K}}{K} - I_2(t) * Z_{tr} \\ S_{напр} = U_2 * I_2 \\ K = K_0 * (1 + \alpha * m) \\ m[n+1] = m[n] + \text{sign}(U_{зад} - U_2[n]) \\ |m| \leq N \end{cases} \quad (7)$$

Рассмотрим результаты моделирования автоматизированной блочной комплектной трансформаторной подстанции. Динамика напряжения на шинах НН (нижнее напряжение) с АСУН (розовая кривая) и без АСУН (оранжевая кривая) представлены на рис. 2.

Исходные параметры: $U_s = 10кВ$; $I_2 = 500А$; $K = 25$; $Z_s = 0,5 + j1,50М$; $Z_{tr} = 0,005 + j0,040М$; $U_2 = 400В$; $I_2^* = 500А$; $K_0 = 25$; $\alpha = 0,0125$; $m = 2$; $U_{зад} = 400В$; $\Delta U_{Густ} = 5В$; $N = 8$.

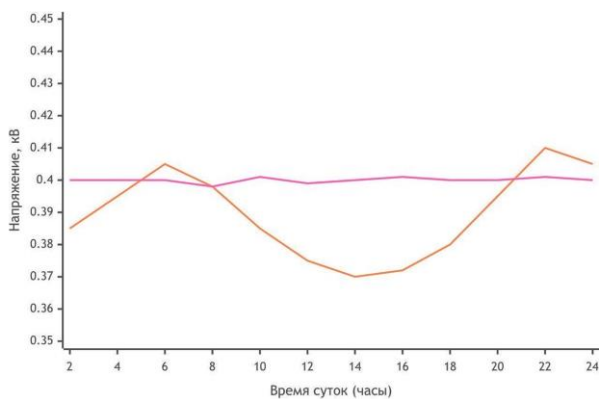


Рис. 2. Динамика напряжения на шинах НН

В настоящее время данные системы не идеальны, так как существует риск получения данных сторонними лицами, не имеющими доступа к данной информации. Для того, чтобы решить данную проблему, была разработана математическая модель криптозащиты, которая будет встроена в процессы. Принципиальная схема передачи данных через криптошлюзы представлена на рис. 3.

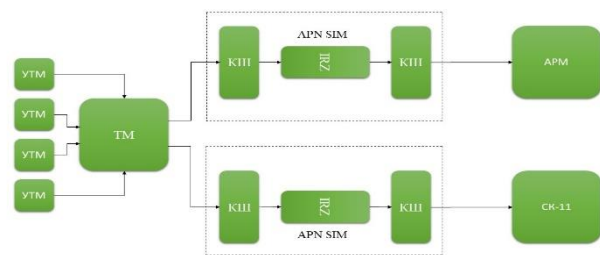


Рис. 3. Принципиальная схема передачи данных через криптошлюзы

На данный момент все устройства, входящие в комплекс АСУ не могут использоваться для кибербезопасности передаваемых данных. Это создает серьезные уязвимости всей системы, которыми злоумышленники могут воспользоваться для получения доступа к энергосистеме, что может привести к сбоям подачи электроэнергии, повреждению дорогостоящего оборудования, угрозе объектов, имеющих 1, 2, 3 категории надежности.

В процессе передачи данных существует риск перехвата информационных пакетов данных, что недопустимо в энергосистеме. Для обеспечения безопасной передачи данных рассмотрены системы шифрования данных – криптошлюзы. Данное оборудование позволяет создать «невидимый» участок при передаче данных [5].

Рассмотрим конкретный пример функций:

1. Сбор данных:

Данные собираются по синусоидальной функции, следовательно:

$$D(t) = A \sin(\omega t + \phi), \quad (8)$$

где: A – амплитуда, ω – угловая частота, ϕ – фаза

2. Агрегация данных:

Контроллер ТМ усредняет данные за определенный интервал времени:

$$D_{aggregated}(t) = \frac{1}{T} \int_{t-T}^t D(\tau) d\tau, \quad (9)$$

где: T – интервал усреднения

3. Шифрование данных:

Используя симметричное шифрование, получаем:

$$C(t) = AES_Encrypt(D_{aggregated}(t), K) \quad (10)$$

4. Передача данных:

Передача данных не вносит изменений:

$$C_{transmitted}(t) = C(t) \quad (11)$$

5. Дешифрование данных:

$$D_{decrypted}(t) = AES_Decrypt(C_{transmitted}(t), K) \quad (12)$$

6. Отображение данных:

Отображение дешифрованных данных:

$$D_{displayed}(t) = D_{decrypted}(t) \quad (13)$$

Данные математические формулы описывают процесс шифрования и дешифрования потока передаваемых данных, с помощью системы криптозащиты. Графики моделирования процесса агрегирования параметров тока и напряжения представлены на рис. 4.

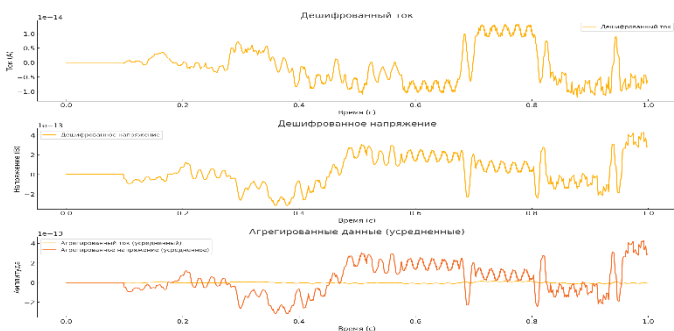


Рис. 4. Графики моделирования процесса агрегирования параметров тока и напряжения

На полученных графиках показаны результаты моделирования процесса шифрования и дешифрования данных, с учетом реальных параметров.

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ

В работе представлена актуальная модель АСУ подстанции, а также наглядно показана важность и необходимость применения таких систем на объектах электросетевого хозяйства. Так же представлен алгоритм передачи пакетов данных с использованием криптошлюзов и математический аппарат данного алгоритма.

С помощью дополнительного блока криптозащиты данная система стала надежнее, эффективнее и более защищенной, что позволяет в будущем проектировать

и успешно внедрять улучшенную автоматизированную систему управления подстанциями.

Разработанная система криптошлюзов позволяет повысить уровень эффективности АСУ БКТП, так как внедрение данных систем обеспечивает достаточный уровень конфиденциальности, целостности и достоверности передаваемых данных, что минимизирует риск утечки данных и повышает отказоустойчивость системы. Данное решение позволяет повысить надежность и безопасность управления электросетевого хозяйства, а также делает энергетическую инфраструктуру идеальной и наиболее удобной в использовании.

Список литературы

- [1] ОАО "Научно-исследовательский институт электроэнергетики" (ОАО ВНИИЭ) ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006. Национальный стандарт Российской Федерации. Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики 2006-09-01.
- [2] ОАО "Научно-исследовательский институт электроэнергетики" (ВНИИЭ) ГОСТ Р МЭК 60870-5-2004. Национальный стандарт Российской Федерации. Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей 2005-07-01
- [3] ОАО "Научно-технический центр электроэнергетики" (ОАО "НТЦ Электроэнергетики") и Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт стандартизации и сертификации в машиностроении" (ВНИИНМАШ) ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011. Национальный стандарт Российской Федерации. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 5. Требования к связи для функций и моделей устройств 2012-09-01
- [4] ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ» СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-25.040.40.227-2016 «Типовые технические требования к функциональной структуре автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций Единой национальной электрической сети (АСУ ТП ПС ЕНЭС)»
- [5] Распоряжение ПАО «Россети» от 09.03.2021 № 72р «Об утверждении типовых технических решений по проектированию подсистем информационной безопасности объектов критической информационной инфраструктуры распределительного электросетевого комплекса».

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОТОКОЛА ЗАПИСИ SIPREC В ЭНЕРГЕТИКЕ

Гришина М.А.

Акционерное Общество «Системный Оператор Единой Энергетической Системы»

Москва, Россия

e-mail: grishina-ma@so-ups.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В энергетике голосовая связь – это критически важный производственный сервис, а не просто телефония. С развитием VoIP-сетей (Voice over IP) [1] задача записи разговоров и анализ сетевого трафика – стала критически важна для соответствия требованиям законодательства, для расследования инцидентов и контроля качества. Два наиболее распространенных подхода к перехвату разговоров в сетях пакетной передачи данных – SPAN / Port Monitoring и SIPREC (Session Initiation Protocol Recording). Необходимо провести анализ преимуществ и недостатков для дальнейшего понимания пути развития системы записи оперативных и неоперативных переговоров в энергетике Российской Федерации.

Материалы и методы: Использовался анализ путем сравнения характеристик и схем сетевого развертывания методов реализации записи голосовой связи.

Результаты: Приведено современное решение организации записи, построенное на базе VoIP.

Выводы: SIPREC — это современное, стандартизованное и VoIP-ориентированное решение для записи разговоров, которое: передаёт релевантные RTP-потоки и метаданные; уменьшает нагрузку и риски потерь; упрощает интеграцию и масштабирование; повышает безопасность и управление. SPAN остаётся полезным инструментом для сетевого анализа, но не заменяет полноценную систему записи VoIP, особенно в корпоративных и критичных средах.

Ключевые слова: VoIP, SIPREC, SPAN, сетевой трафик, RTP-потоки, запись разговоров

APPLICATION OF THE SIPREC RECORDING PROTOCOL IN THE ENERGY SECTOR

Mariya Grishina

Russian Power System Operator

Moscow, Russia

e-mail: grishina-ma@so-ups.ru

Abstract

Background: In the Energy sector, voice communication is a critical production service, not just a telephony service. With the development of VoIP (Voice over IP) [1] networks, the task of recording conversations and analyzing network traffic has become crucial for compliance with legal requirements, incident investigation, and quality control. Two common approaches to capturing conversations at the network level are SPAN/Port Monitoring and SIPREC (Session Initiation Protocol Recording). It is necessary to analyze the advantages and disadvantages to further understand the development of the system for recording operational and non-operational conversations in the energy sector of the Russian Federation.

Materials and Methods: Analysis was performed by comparing the characteristics and network deployment schemes of voice recording methods.

Results: A modern recording solution based on VoIP is presented.

Conclusions: SIPREC is a modern, standardized, and VoIP-oriented call recording solution that: transmits relevant RTP streams and metadata; reduces load and loss risks; simplifies integration and scaling; and enhances security and management. SPAN remains a useful tool for network analysis, but it is not a substitute for a comprehensive VoIP recording system, especially in enterprise and critical environments..

Key words: VoIP, SIPREC, SPAN, network traffic, RTP streams, call recording.

I. ВВЕДЕНИЕ

Два наиболее распространенных подхода к реализации записи оперативных и неоперативных разговоров на сетевом уровне:

1. SPAN/Port Monitoring – зеркалирование трафика на уровне коммутатора, которое заключается в копировании сетевого трафика с выбранных портов или VLAN на порт оборудования для дальнейшего анализа.

2. SIPREC (Session Initiation Protocol Recording) – протокол захвата медиа-сессий на уровне приложений OSI (Open Systems Interconnection).

Обе технологии решают одинаковую задачу, но принципиально по-разному. Далее будет приведен анализ, почему SIPREC обладает большим потенциалом в развитии записи в отличие от SPAN в современных сетях.

II. ОСНОВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ И ОГРАНИЧЕНИЯ SPAN

Switched Port Analyzer (SPAN) – функция, позволяющая инструментам мониторинга перехватывать и анализировать сетевые пакеты путем копирования и зеркалирования трафика на порт назначения от портов-источников коммутатора.

1. Особенности работы

- Работает на уровне L2/L3;
- Дублируется весь трафик;
- Не поддерживает интеграцию с протоколами SIP/RTP

RTP (Real Time Transport Protocol) – [2]

2. Ключевые ограничения

- Не интегрируется с VoIP-сессиями, т.е. создает сетевую копию без метаданных о вызовах, которая включает в себя: описание сеанса связи, участников, медиапотоки, информацию о завершении вызова;
- Создает высокую нагрузку на сеть и оборудование, так как перенаправляет весь трафик независимо от его типа;
- При высокой нагрузке сети коммутатор может отбрасывать зеркалируемые пакеты;
- Требуется дополнительное оборудование и настроек для выделения только RTP-потоков;
- Не подходит для крупных систем с большим количеством разнесенных узлов.

Далее приведем пример схемы сетевого развертывания (рис.1):

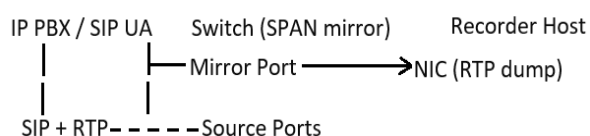


Рис. 1. Схема сетевого развертывания в SPAN архитектуре, где зеркалирование трафика организовано на уровне сетевого коммутатора

В Recorder NIC приходит весь сетевой трафик, который потом фильтруется (RTP выборка, RTP/RTCP, correlation с SIP). Это требует дополнительных обработчиков и зачастую менее надежно.

III. SIPREC И ЕГО ПРЕИМУЩЕСТВА

Протокол SIPREC обладает семантическим пониманием сессий VoIP, так как работает на уровне SIP и RTP, а не уровне байтов сетевого трафика. Позволяя таким образом передавая метаданные (call metadata) в дальнейшем точно соотносить аудио-потоки с событиями вызовов.

В SIPREC запись инициируется на уровне приложения и настраивается что именно записывать, включая метаданные (CallerID, timestamps и др.). В SPAN — это сетевая копия, не понимающая структуру VoIP-сессий (без DPI или внешней обработки).

1. Фильтрация и селективность – выбор звонков, которые необходимо записывать: только внешние/внутренние вызовы, фильтровать по пользователю/группам пользователей, исключать попадающие под политику конфиденциальности.

2. Передается только релевантный трафик VoIP, что исключается дублирование служебного или ненужного сетевого трафика. Требуется меньшая полоса пропускания и меньшее количество ресурсов для записи, что значительно уменьшает нагрузку на инфраструктуру.

3. В отличие от зеркалирования, напрямую зависящего от ресурсов коммутатора, SIPREC работает через SIP-сессии, которые надежно устанавливаются, имеют гарантированные и настраиваемые QoS (Quality Of Service), а также позволяют использовать механизмы контроля RTP (RTCP) [3].

4. Обладает удобством интеграции с системами записи и мониторинга, поставляя структурированную информацию о вызове, которую запись может: автоматически классифицировать, индексировать по пользователям/времени/тэгам, сохранить в стандартизированных форматах, таких как PCM, WAV, XML/JSON.

5. Главным преимуществом является масштабируемость. SIPREC стандартизирован для распределенных сетей, что позволяет централизованно собирать записи со всех узлов и поддерживать много параллельных сессий.

6. Безопасность обеспечивается простотой интеграции с TLS/SRTP, аутентификацией на уровне SIP, разделением прав доступа к записи.

7. Изоляция сервера записи (SRS) от сеанса связи – SRC (Session Recording Client) запускает сеанс записи отдельно для каждого вызова в пределах настроенной области, а фильтрация выполняется на уровне сервера записи.

Логическая схема сетевого развертывания SIPREC в VoIP приведена на рис. 2, где:

Sip UA – IP-телефоны, шлюзы, PBX.

SIP Proxy / SBC (SRS) – устройство, управляющее SIP-сигнализацией, разветвляет RTP (RTP forking – механизм разветвления потока, позволяющий направить один

входной поток RTP на несколько выходных) и метаданные через SIPREC, отправляет запись на сервер.

Session Recording Server (SRS) – приемник, который принимает SIPREC INVITE с SDP/метаданными, форкнутые потоки, обрабатывает и хранит записи.

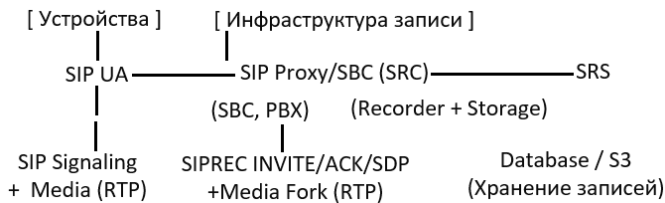


Рис. 2. Логическая схема сетевого развертывания SIPREC

RTP и метаданные доставляются непосредственно к приемнику (серверу) записи с минимальными лишними данными — легче анализировать

Далее приведена таблица сравнения ранее описанных способов записи по критериям.

Таблица II. СРАВНЕНИЕ SIPREC И SPAN

Критерий	SIPREC	SPAN
Понимание VoIP	Да (метаданные, Call-Ids)	Нет
Уровень	Протокол SIP+SDP+RTP	L2/L3 зеркалирование
Запись метаданных	Да	Требует сложных BPF-фильтров
Пересылка медиа	Целенаправленно	Дублирование всего трафика
Нагрузка на сеть	Оптимальная	Высокая (весь VLAN/порт)
Доп. фильтрация	Да (по пользователям, правилам)	Трудоёмкая
Потери пакетов	Минимальны	Высокие
Интеграция системами записи	Простая	Сложная
Планирование записи	Программно	Беспорядочно
Безопасность	Поддерживается	Зависит от сети
Масштабируемость	Высокая	Ограничена

Приведем сравнительный пример для наглядности работы двух способов:

1. SPAN-конфигурация

- количество потоков на зеркало: 2
- общий трафик на зеркало: 550 Мбит/с
- процент RTP-пакетов: 85%
- процент RTCP/управляющих: 15%
- задержка ввода в систему хранения: 15–50 мс

2. SIPREC-конфигурация

- количество сессий в час: 120
- средняя длительность сессии: 6 минут
- доля медиа-потока: 92%
- доля сигнальных сообщений: 8%

- пропускная способность записи: 40 Мбит/с

Выводом по второму и третьему разделам является следующее: сетевая схема SIPREC ориентирована на эффективное формирование вызовов, в отличие от SPAN, который работает только уровне сетевого зеркалирования. Помимо этого, SIPREC работает на уровне сессий VoIP, что означает полную поддержку метаданных и структурированных потоков, а также совместимость с современными SBC/PBX/Облачными VoIP-платформами.

IV. РЕАЛИЗАЦИЯ SIPREC В ЭНЕРГЕТИКЕ

1. Основные требования

- Регуляторное соответствие (приказы Минэнерго, Ростехнадзор, ФСТЭК)
- Детальный разбор инцидентов и аварий;
- Точная временная фиксация переговоров, а также их участников;
- Надежная защита, хранение и неизменяемость записей;
- Корреляция с системами SCADA/EMS/DMS

SCADA - система диспетчерского контроля и сбора данных, обеспечивающая управление процессами в реальном времени);

EMS – система управления энергопотреблением, оптимизирующая работу электрооборудования на основе анализа собранных данных;

DMS – система для управления данными, используемая в автоматизированных системах управления технологическими процессами (АСУТП).

Один из вариантов схемы сетевого развертывания, реализованной на базе SIPREC приведен на рис. 3:

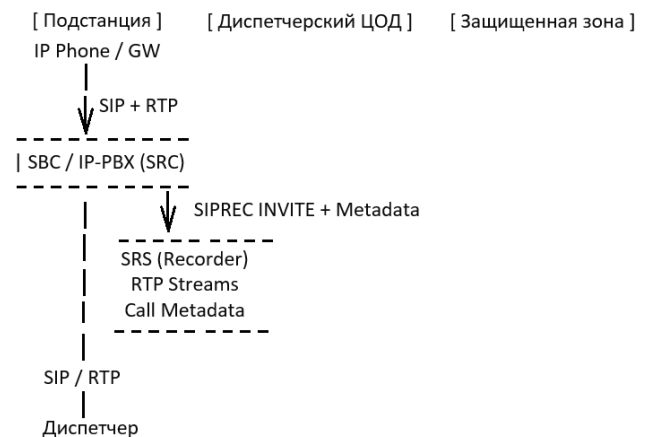


Рис.3. Пример схемы сетевого развертывания

В данном случае записывается:

- Медиа (RTP) – речь диспетчера, речь подстанции, отдельные каналы (split-recording);
- Метаданные (SIPREC Metadata) – ID/номер диспетчера, номер подстанции, тип вызова (аварийный/плановый); временные метки (начало\конец вызова); направление (входящий/исходящий).

2. Юридическая значимость

В отличие от SPAN, SIPREC позволяет надежно хранить записи, дает возможность подписывать метаданные ЭЦП (электронная цифровая подпись), обеспечивает неизменность записей и доказывает подлинность разговоров/переговоров при расследованиях.

V. РЕЗУЛЬТАТЫ

В рамках данной статьи были рассмотрены два принципиально разных подхода к записи голосовых переговоров в VoIP-сетях — SPAN (Port Monitoring) и SIPREC (Session Initiation Protocol Recording). Проведенный анализ показал, что, несмотря на историческую распространенность SPAN, данный механизм все в меньшей степени отвечает требованиям современных распределенных и высоконагруженных систем связи. SPAN, работая на уровне сетевого зеркалирования, не обладает семантическим пониманием VoIP-сессий и не интегрируется с протоколами SIP/RTP. Это приводит к необходимости обработки избыточного объема трафика, усложнению корреляции медиапотоков с событиями вызова, росту нагрузки на сетевую инфраструктуру и повышенным рискам потери пакетов при пиковых нагрузках. Кроме того, масштабирование SPAN-архитектуры в географически распределенных сетях требует значительных аппаратных и эксплуатационных затрат, что ограничивает её применение в крупных и критически важных системах.

В отличие от этого, SIPREC реализует запись на уровне приложений и сессий VoIP, обеспечивая передачу не только медиапотоков, но и структурированных метаданных вызовов. Это позволяет точно идентифицировать участников, временные параметры и контекст переговоров, а также выполнять селективную запись в соответствии с заданными политиками. Экспериментальные и расчетные примеры, приведенные в статье, демонстрируют существенное снижение сетевой нагрузки при использовании SIPREC по сравнению с SPAN (десятки мегабит против сотен мегабит в секунду), что особенно критично для отказоустойчивых и защищенных сетей. Отдельно следует отметить преимущества SIPREC с точки зрения масштабируемости, интеграции с современными SBC, PBX и облачными VoIP-платформами, а также обеспечения информационной безопасности. Поддержка TLS/SRTP, аутентификации на уровне SIP и возможность криптографической защиты метаданных делают SIPREC предпочтительным решением для систем, к которым предъявляются повышенные требования по целостности и юридической значимости записей.

На примере применения SIPREC в электроэнергетике показано, что данный протокол наиболее полно соответствует отраслевым требованиям по регуляторному соответствию, расследованию инцидентов и аварий, точной временной фиксации переговоров и корреляции голосовых данных с технологическими системами (SCADA/EMS/DMS). Возможность обеспечения неизменяемости записей и их юридической значимости является ключевым фактором при использовании записей в разборе инцидентов и регуляторных проверках. Таким образом, можно сделать вывод, что в условиях современных VoIP-сетей и требований к надежности, безопасности и масштабируемости систем записи, SIPREC

является более технологически зрелым и перспективным решением по сравнению с SPAN.

В контексте действующих нормативных требований, таких как приказ Министерства Энергетики РФ от 6 ноября 2018 №1015 были утверждены требования в отношении базовых функций и информационной безопасности объектов электроэнергетики при создании последующей эксплуатации на территории Российской Федерации систем удаленного мониторинга и диагностики энергетического оборудования, и дальнейшего развития систем удаленного мониторинга и диспетчерского управления в электроэнергетике [5], внедрение и развитие SIPREC следует рассматривать как приоритетное направление.

Список литературы

- [1] В.Г. Олифер Компьютерные сети. Принципы, технологии, протоколы – Питер, 2026 г.
- [2] Magnus Westerlund, «Guidelines for Using the Multiplexing Features of RTP to Support Multiple Media Streams» (2021)
- [3] Brad Richards, «RTP: a transport layer implementation project» (Journal of Computing Sciences in Colleges, 2001)
- [4] 34.01-9.5-008-2023 Технологическая связь. Подсистема регистрации оперативных переговоров, интегрированная в оборудование учрежденческо-производственных автоматических телефонных станций. Типовые технические требования от 01.08.2023 ПАО «Россети»
- [5] Приказ Минэнерго России от 06.11.2018 № 1015 "Об утверждении требований в отношении базовых (обязательных) функций и информационной безопасности объектов электроэнергетики при создании и последующей эксплуатации на территории Российской Федерации систем удаленного мониторинга и диагностики энергетического оборудования" Зарегистрировано в Минюсте России 15.02.2019 № 53815

МОДУЛЬНАЯ АРХИТЕКТУРА ПОМОЩНИКА ДИСПЕТЧЕРА НА БАЗЕ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА ДЛЯ ПЕРЕХОДА К ПРОАКТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ

Замыслов И.Д.
Филиал АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ
Воронеж, Россия
e-mail: zid@voronezh.so-ups.ru

Аннотация

Состояние вопроса: На фоне растущей когнитивной нагрузки на диспетчерский персонал субъектов оперативно-диспетчерского управления, обусловленной усложнением электроэнергетических режимов энергосистем и интеграцией возобновляемых источников энергии, актуальной становится применение систем поддержки персонала в условиях необходимости многокритериального анализа и неполноты исходных данных. На основе проведенного анализа ограничений существующей системы АСДУ для сокращения времени ликвидации аварий и оптимизации нагрузки на диспетчерский персонал обоснована необходимость перехода к «Помощнику диспетчера» на базе используемой модели цифрового двойника (СК-11) для реализации проактивной модели управления.

Материалы и методы: В основу разработки архитектуры решения легли результаты интервью с диспетчерами субъекта оперативно-диспетчерского управления, обработанных методом функционально-временного анализа. Проведен сравнительный анализ международного опыта (SGCC, HK Electric) и современных технологий, включая Physics-Informed Neural Networks (PINN) и методы прогнозирования на основе XGBoost/Transformer.

Результаты: По результатам исследования сформирован приоритетный перечень направлений оптимизации оперативно-диспетчерского управления. Разработана архитектура интеллектуального помощника как системы взаимодополняющих модулей-плагинов. Для ключевых модулей предложены технологические решения, включая анализ устойчивости на основе PINN и систему предиктивной аналитики. Разработан, проходит процесс обучения и тестирования прототип базового модуля рекомендаций, выполненный в виде веб-интерфейса.

Выводы: Интеллектуальный помощник диспетчера модульной архитектуры демонстрирует потенциал для значительного снижения когнитивной нагрузки и повышения надежности управления энергосистемой. Интеграция с цифровым двойником обеспечивает возможности для проактивного управления ЭЭС. Предложенная стратегия внедрения позволяет минимизировать риски и продемонстрировать операционную эффективность на ранних этапах проекта.

Ключевые слова: оперативно-диспетчерское управление, интеллектуальный помощник, цифровой двойник, модульная архитектура, проактивное управление, энергосистема.

A MODULAR ARCHITECTURE FOR A DIGITAL TWIN-BASED DISPATCH ASSISTANT TO ENABLE PROACTIVE POWER SYSTEM MANAGEMENT

Ivan Zamyslov
Branch of JSC "SO UES" Voronezh Regional Dispatch Office
Voronezh, Russia
e-mail: zid@voronezh.so-ups.ru

Abstract

Background: Against the backdrop of the growing cognitive load on dispatch personnel at operational dispatch control entities, driven by the increasing complexity of power system modes and the integration of renewable energy sources, the use of personnel support systems is becoming increasingly important in the face of the need for multi-criteria analysis and incomplete initial data. Based on an analysis of the limitations of the existing automated dispatch control system (ADCS), the need to transition to a "Dispatcher Assistant" based on the existing digital twin model (SC-11) for the implementation of a proactive control model is justified in order to reduce emergency response time and optimize the workload on dispatch personnel.

Materials and Methods: The solution architecture was developed based on interviews with dispatchers at the operational dispatch control facility, processed using a time-function analysis method. A comparative analysis was conducted of international best practices (SGCC, HK Electric) and modern technologies, including Physics-Informed Neural Networks (PINN) and forecasting methods based on XGBoost/Transformer.

Results: Based on the study's results, a priority list of areas for optimizing operational dispatch control was developed. An architecture for an intelligent assistant was developed as a system of complementary plug-in modules. Technological solutions were proposed for key modules, including PINN-based stability analysis and a predictive analytics system. A prototype of a basic recommendation module, implemented as a web interface, has been developed and is currently undergoing training and testing.

Conclusions: An intelligent dispatch assistant with a modular architecture demonstrates the potential to significantly reduce cognitive load and improve the reliability of power system management. Integration with a digital twin enables proactive power system management. The proposed implementation strategy minimizes risks and demonstrates operational efficiency early in the project.

Key words: dispatch control, intelligent assistant, digital twin, modular architecture, proactive management, power system.

1. ВВЕДЕНИЕ

Современная электроэнергетика претерпевает значительные изменения в связи с декарбонизацией генерации [1] и цифровой трансформацией [2], что требует перехода к новому уровню интеллектуализации систем оперативно-диспетчерского управления (ОДУ). Существующая система АСДУ обладают значительным потенциалом для совершенствования в части реализации предиктивных функций и сквозной поддержки всех этапов управления [3].

В качестве решения предлагается архитектура интеллектуального «Помощника диспетчера», основанная на интеграции моделей цифрового двойника энергосистемы [4] и технологий мультиагентных систем. Ключевой особенностью предлагаемого подхода является координация специализированных программных агентов для решения конкретных задач ОДУ с применением методов искусственного интеллекта.

Цель исследования - разработка модульной архитектуры помощника диспетчера для реализации проактивных функций управления, снижения когнитивной нагрузки диспетчерского персонала и сокращения времени ликвидации аварий. Для достижения цели решаются следующие задачи:

- Анализ функциональных ограничений АСДУ на базе СК-11;
- Исследование временных затрат диспетчеров на типовые операции;
- Разработка модульной архитектуры с интеграцией в существующую инфраструктуру;
- Оценка эффективности предлагаемого решения;
- Разработка стратегии поэтапного внедрения системы.

II. АНАЛИЗ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ АСДУ

На основе экспертной оценки и интервью с диспетчерским персоналом (n=12) проведен системный анализ ограничений АСДУ на платформе СК-11. Методология функционально-временного анализа позволила классифицировать выявленные проблемы по трем категориям: информационные (I), расчетные (R) и функциональные (F).

Ключевые ограничения по этапам управления:

1. Планирование режимов:

- Высокая погрешность результатов расчетов при прогнозировании выработки ВИЭ (R);

- Локальная оптимизация (R): отсутствие автоматической координации между программными комплексами при выполнении расчетов режимов, уставок РЗА;

- Статичность ремонтных схем (F): необходимость ручного пересчета электроэнергетических режимов для определения обеспечения требований к устойчивости и надежности при аварийном изменении схемы (время корректировки > 30 минут).

2. Оперативное управление:

- Реактивный характер (F): отсутствие системы автоматизированных рекомендаций;

- Неодновременность получения данных (I): период обновления информации в SCADA сети 220 кВ и ниже более 2-4 секунды;

- Ограниченность алгоритмов (R): перерасчет выполняется только для контролируемых сечений.

3. Предотвращение аварий

- Ограниченный N-1 анализ (F): проверка сети только при нормативных возмущениях;

- Отсутствие прогнозирования каскадов (R): моделирование развития аварии на 2-3 шага;

- Разрозненность мониторинга (I): данные собираются в более чем 15 отдельных форм.

4. Ликвидация аварий:

- Ручной характер разработки мероприятий (F): время формирования плана ликвидации;

- Неинтегрированность с РЗА (I): отсутствие автоматического учета последствий срабатывания защит;

- Ограниченность моделирования (R): проверка «вручную» только 1-3 вариантов восстановления режима.

5. Системные ограничения:

- Высокая когнитивная нагрузка: необходимость параллельного анализа большого числа источников информации;

- Низкий уровень автоматизации: только 40-45% стандартных процедур и операций;

- Интеграционные барьеры: совместимость обеспечена между $\leq 50\%$ системами.

Вывод: Выявленные ограничения системно снижают эффективность ОДУ, что обуславливает необходимость реализации "Помощника диспетчера" на базе мультиагентных технологий с интеграцией в существующую СК-11 для расширения возможностей использования цифрового двойника энергосистемы.

Информационные проблемы (I) решаются за счет консолидации данных на единой шине данных, что ликвидирует разрозненность источников. Расчетные ограничения (R) преодолеваются внедрением PINN-моделей и предиктивной аналитики, обеспечивающих вероятностные расчеты и непрерывный N-k анализ.

Функциональные ограничения (F) нивелируются мультиагентной системой, которая автоматизирует рутинные операции — от пересчета ремонтных схем до формирования планов переключений и ликвидации аварий.

III. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ОПТИМИЗАЦИИ ЗАГРУЗКИ ДИСПЕТЧЕРА

Для выявления типовых операций, требующих автоматизации, и определения целевых показателей времени их выполнения проведены двенадцать интервью с диспетчерами региональной энергосистемы с параллельным хронометражем рабочего времени.

Результаты систематизированы в таблице, где для каждой операции предложен специализированный ИИ-агент, задачей которого в составе «Помощника диспетчера» является сокращение времени выполнения операции до целевого значения.

Таблица III. ПЕРЕЧЕНЬ ТИПОВЫХ ОПЕРАЦИЙ ДИСПЕТЧЕРА

Задача	Среднее время, мин	Целевое Время, мин	Модуль «Помощника диспетчера»
Сбор информации об отключении с одного объекта	5 мин	0,5 мин	Агент сбора оперативной информации
Формирование плана ликвидации аварии	10 мин	1 мин	Агент аварийного реагирования
Выявление опасных сечений и ликвидация отклонений параметров режима	20 мин	5 мин	Агент мониторинга и оптимизации
ввод в работу/вывод из работы ЛЭП: - без ДУ - с ДУ	60 мин 5 мин	10 мин 2 мин	Агент производства переключений
Ввод ГВО	5 мин	2 мин	Агент ввода ГВО
Контроль за объемом выработки и выдача команд на изменение генерации мощности	10 мин	2 мин	Агент управления генерацией
Расчет объема и корректировка управляющих воздействий ПА при изменении схемы	30 мин	1 мин	Агент многокритериальной оценки управляющих воздействий
Поиск информации в ДЭБ	5 мин	0,1 мин	Когнитивный помощник на базе ИИ, Агент базы сценариев действий
Проверка совместимости ремонтов	5 мин	0,1 мин	Агент проверки совместимости ремонтов
Анализ обеспеченности РЗА	15 мин	1 мин	Агент анализа обеспеченности РЗА
Анализ последствий принятия решения	10 мин	2 мин	Симулятор последствий принятия решения

Фиксация аварийных событий, заполнение журналов, составление и направление отчетов	60 мин	1 мин	Агент фиксации событий, заполнения журналов, направления отчетов
Стенографирование и расшифровка переговоров	300 мин	1 мин	Агент фиксации и расшифровки переговоров
Анализ работы РЗА согласно ТС, АПТС, осциллограммам, расчет ОМП	30 мин	5 мин	Агент анализа и оценки работы РЗА
Анализ рисков отключения оборудования при неблагоприятных погодных условиях	-	5 мин	Агент погодного прогнозирования, Агент оценки климатических рисков на инфраструктуру
Анализ генерации ВИЭ при изменении погодных условий	15 мин	1 мин	Агент прогноза генерации ВИЭ с учетом погодных условий

Проведенный анализ демонстрирует, что автоматизация ключевых операций с помощью интеллектуальных агентов на базе цифрового двойника энергосистемы (СК-11) позволяет значительно сократить время их выполнения и существенно повысить готовность диспетчерского персонала к ликвидации нарушений нормального режима.

IV. МОДУЛЬНАЯ АРХИТЕКТУРА ПОМОЩНИКА ДИСПЕТЧЕРА

Предлагаемая модульная архитектура «Помощника диспетчера» представляет собой эволюционное развитие АСДУ, позволяющее осуществить переход от реактивного мониторинга к проактивной платформе управления, на базе существующей СК-11 с интеграцией в неё используемых для расчетов программных комплексов и баз данных.

Таблица IV. АРХИТЕКТУРА «ПОМОЩНИКА ДИСПЕТЧЕРА»

Архитектура помощника диспетчера			
МЦД	1. Система интеграции СК-11 и ПК	2. Система верификации	3. Система обучения
МВВ	1. Агент голосового управления	2. Система вывода результатов и визуализации	3. Система ввода данных
МАУ	1. Агент сбора оперативной информации	2. Агент аварийного реагирования	3. Агент Мониторинга и оптимизации
	4. Агент производства переключений	5. Агент ввода ГВО	6. Агент управления генерацией
МР	1. Агент многокритериальной оценки управляющих воздействий	2. Когнитивный помощник на базе объяснимого ИИ	3. Агент проверки совместимости ремонтов
	4. Агент базы сценариев действий	5. Агент контроля обеспеченности РЗА	6. Симулятор последствий принимаемых решений
МФС	1. Агент фиксации событий, заполнения журналов, направления отчетов	2. Агент фиксации и расшифровки переговоров	3. Агент анализа и оценки работы РЗА
МП	1. Агент оценки влияния климатических рисков на инфраструктуру	2. Агент погодного прогнозирования	3. Агент прогноза генерации ВИЭ с учетом погоды

Модульная архитектура, приведенная в таблице 2 должна быть реализована по принципу плагинов с центральной шиной данных, соответствующей стандарту

СІМ. Сервис-ориентированная архитектура обеспечивает масштабируемость и поддерживает семантическую интероперабельность компонентов системы.

«Помощник диспетчера» состоит из шести взаимодополняющих модулей:

1. Модуль цифрового двойника (МЦД) интегрирует "Помощника диспетчера" с АСДУ СК-11, расчетными комплексами (ТНА СК-11, МСГО, RastrWin, PF.Protection) и корпоративными базами данных. Обеспечивает верификацию данных и формирование адаптивных программ подготовки персонала.

2. Модуль ввода/вывода (МВВ) реализует голосовой интерфейс взаимодействия, интеллектуальные подсказки на основе анализа оперативной информации и визуализацию результатов расчетов.

3. Модуль адаптивного управления (МАУ) предназначен для помощи диспетчеру при реализации ключевых задач оперативно-диспетчерского управления, что приведет к:

- кратному снижению затрачиваемого времени на сбор оперативной информации, путем осуществления параллельного одновременного автоматизированного сбора информации с объектов через «Агента сбора оперативной информации» и вывода результатов в текстовом виде;

- снижение времени и повышение эффективности ликвидации аварий за счет автоматического формирования плана-рекомендаций ликвидации аварий «Агентом аварийного регулирования» с учетом требований НТД с предварительным проведением симуляции последствий принятия решений в «Симуляторе последствий принятия решений».

- оптимизации управления режимом «Агентом мониторинга и оптимизации» за счет:

- автоматизированного поиска опасных сечений и отклонений параметров элементов в режиме реального времени с возможностью автоматического перебора всех или наиболее схемнозначимых элементов, расширяя возможности мониторинга запаса устойчивости существующими СМЗУ;

- мониторинга уровня напряжений с возможностью расчета в автоматическом режиме границ графика напряжения, минимально и аварийно допустимых напряжения в зависимости от схемно-режимной ситуации и потребления в ЭЭС.

- сокращению времени на производство переключений, позволив полностью автоматизировать операции с использованием ДУ: диспетчер отдает голосовую команду, агент ее выполняет в полном объеме с голосовым отчетом диспетчеру о выполнении и автоматическим формированием отчетных документов. Частичной автоматизации традиционных переключений: Агент управляет производством переключений по программе, проверяет ответы от оперативного персонала и формирует отчет по каждой операции с привлечением диспетчера только при отклонении от программы.

- автоматизированному вводу ГВО «Агентом ГВО» с разрешения диспетчера на основе проведенного

анализа режима исходя из эффективности управляющих воздействий.

- Автоматизированному контролю выполнения диспетчерского графика станциями и выдачи с разрешения диспетчера команд на изменение генерации «Агентом управления генерацией»

4. Модуль рекомендаций (МР) обеспечивает когнитивную поддержку через:

- Многокритериальную оценку управляющих воздействий и симуляцию последствий принятия решений;

- Интеллектуальный поиск в нормативной документации;

- Автоматическую проверку совместимости ремонтов;

- Контроль обеспеченности РЗА с учетом МСГО

5. Модуль фиксации событий автоматизирует документооборот и анализ работы системы:

- Ведение оперативных журналов и отчетности;
- Транскрибацию и анализ переговоров;
- Оценку работы РЗА на основе телеметрии, осциллограмм и оперативной информации.

6. Модуль прогнозирования реализует предиктивные функции:

- Прогноз погодных условий и их влияния на оборудование;

- Прогнозирование выработки ВИЭ.

Предложенная архитектура обеспечивает системную интеграцию существующих технологических решений с перспективными разработками в области искусственного интеллекта, создавая основу для перехода к проактивной модели управления энергосистемой.

V. РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Проведенный в разделе III анализ демонстрирует высокую прогнозируемую эффективность предложенной в разделе IV модульной архитектуры «Помощника диспетчера» для решения ключевых проблем оперативно-диспетчерского управления. Реализация системы может позволить достичь следующих результатов:

- Сокращение времени выполнения типовых операций за счет автоматизации типовых процессов на 60-90%;

- Снижение когнитивной нагрузки на 30-40% посредством интеллектуальной фильтрации информации и адаптивной визуализации;

- Повышение надежности управления энергосистемой через реализацию проактивных функций и расширенного N-k анализа;

- Улучшение качества подготовки персонала с использованием цифрового двойника для моделирования сложных режимных ситуаций.

Модульная архитектура «Помощника диспетчера» обеспечивает возможность поэтапного внедрения с минимальными рисками и последовательным наращиванием функциональности.

В рамках текущего этапа исследований успешно разработан, проходит процесс обучения и тестирования прототип базового модуля рекомендаций, выполненный в виде веб-интерфейса. Данный модуль демонстрирует

практическую способность обрабатывать запросы пользователей и формировать корректные ответы на основе специализированной базы знаний, включающей тематическую документацию, примеры типовых вопросов и эталонные варианты ответов.

Техническая реализация модуля основана на платформе Mindstudio, предоставляющей расширенные возможности кастомизации поведения нейросетевых моделей. Обучение системы осуществлялось через загрузку тематических data source и разработку детализированных промтов, определяющих стилистику, структуру и приоритеты использования информации. В качестве базовой языковой модели выбран Claude 3.5 Naïku благодаря оптимальному сочетанию доступности (бесплатный тарифный план) и простоты API-интеграции.

Дальнейшее развитие системы предусматривает последовательную реализацию остальных модулей в соответствии с утвержденной архитектурой - от рекомендательных сервисов к комплексному проактивному управлению, включая автоматизацию

переключений и мультиагентную координацию режимов.

Такой поэтапный подход позволяет не только минимизировать риски внедрения, но и наглядно продемонстрировать операционную эффективность на каждом этапе, обеспечивая бесперебойность существующих процессов управления при параллельном наращивании интеллектуального функционала системы.

Список литературы

- [1] Указ Президента РФ от 04.11.2020 № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов»
- [2] Концепция «Цифровая трансформация 2030» (ПАО «Россети», 2018)
- [3] Kezunovic M. et al. *Smart Grids: Opportunities, Challenges, and Future Directions* (2021) — анализ «узких мест» традиционных АСДУ.?
- [4] Использование цифровых двойников в российской энергетике: аналитический доклад / А. И. Сухоруков, В. В. Семикашев, С. Ю. Ерошкин, А. С. Терентьева, М. С. Гайворонская, Е. В. Швецов. — Текст: электронный // Экономический портал ИНИП РАН «Экономическая политика». — 2024. — С. 109–117. — URL: <https://ecfor.ru/wp-content/uploads/2024/12/ispolzovanie-tsifrovyyh-dvoynikov-v-rossijskoj-energetike.pdf> (дата обращения: 15.11.2025).

УСТАНОВКА СИСТЕМ ЧАСТОТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ РАБОТОЙ ДВИГАТЕЛЕЙ ОХЛАДИТЕЛЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ И МАСЛОНАСОСОВ

Кальсина Ю.В.

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»

Москва, Россия

e-mail: yuliya-kalsina@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Системы частотного регулирования позволяют плавно регулировать скорость вращения двигателей, что обеспечивает оптимальное управление процессом охлаждения трансформатора в зависимости от текущих условий и нагрузки. Охлаждение силовых автотрансформаторов, является одним из важнейших факторов, оказывающих существенное влияние на расход электроэнергии на собственные нужды подстанции. Вопросы, касающиеся снижения расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции, являются особенно актуальными.

Материалы и методы: Анализ, конкретизация, обобщение.

Результаты: Рассмотрены варианты установки автоматизированной системы управления охлаждением трансформатора на территории ПС 500 кВ «Ново-Анжерская» и интеграции ее параллельно с существующими шкафами управления охлаждением трансформаторов.

Выводы: В целях энергоэффективности на подстанции необходимо внедрять автоматизированную систему управления охлаждением трансформаторов параллельно с существующими шкафами управления охлаждением трансформаторов, что поможет снизить расход электроэнергии на собственные нужды подстанции и увеличить срок службы маслонасосов и вентиляторов.

Ключевые слова: автоматизация, цифровизация, автотрансформатор, частотное регулирование, автоматизированная система управления охлаждением трансформатора, шкафами управления охлаждением трансформаторов.

INSTALLATION OF FREQUENCY CONTROL SYSTEMS TO CONTROL THE OPERATION OF ENGINES COOLERS TRANSFORMERS AND OIL PUMPS

Yulia Kalsina

National Research Nuclear University MEPHI

Moscow, Russia

e-mail: yuliya-kalsina@mail.ru

Abstract

Background: Frequency control systems allow you to smoothly adjust the rotation speed of the motors, which ensures optimal control of the transformer cooling process depending on current conditions and load. Cooling of power autotransformers is one of the most important factors that have a significant impact on the consumption of electricity for the substation's own needs. Issues related to reducing electricity consumption for the substation's own needs are particularly relevant.

Materials and Methods: Analysis, specification, generalization.

Results: Options for installing an automated transformer cooling control system on the territory of the Novo-Anzherskaya 500 kV substation and integrating it in parallel with existing transformer cooling control cabinets are considered.

Conclusions: In order to achieve energy efficiency at the substation, it is necessary to implement an automated transformer cooling control system in parallel with the existing transformer cooling control cabinets, which will help reduce energy consumption for the substation's own needs and increase the service life of oil pumps and fans.

Key words: automation, digitalization, autotransformer, frequency control, automated transformer cooling control system, transformer cooling control cabinets.

I. ВВЕДЕНИЕ

Для снижения электроэнергии на собственные нужды на ПС 500 кВ «Ново-Анжерская» устанавливается автоматизированная система управления охлаждением трансформатора (АСУ ОТ) параллельно с существующими шкафами управления охлаждением трансформаторов (ШАОТ) на группу однофазных автотрансформаторов АТ-2 и трехфазных автотрансформаторов АТ-3 и АТ-4.

АСУ ОТ предназначена для частотного регулирования скорости вращения маслонасосов и вентиляторов для снижения затрат электроэнергии на охлаждение с поддержанием температуры наиболее нагретой точки трансформатора в допустимых пределах без непосредственного измерения (при помощи вычислений исходя из уровня нагрузки трансформатора, температуры верхних слоев масла и скорости его циркуляции). Такой алгоритм работы полностью соответствует СТО ФСК «Инструкция по эксплуатации трансформаторов» [1].

II. ФУНКЦИОНАЛЬНОСТЬ

A. Описание системы автоматизации

Функционал системы автоматизации АСУ ОТ позволяет:

- Осуществлять регистрацию и хранение основных эксплуатационных параметров во внутренней памяти контроллера;
- Управлять системой с местного АРМ, расположенного в контейнере АСУ ОТ;
- Удаленно управлять АСУ ОТ с отдельного АРМ, расположенного в помещении главного щита управления подстанцией.

B. Интеграция с существующим оборудованием

На подстанции установлена автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) производства компании General Electric. Интеграция в имеющуюся систему АСУ ТП ПС 500 кВ «Ново-Анжерская» может быть осуществлена по протоколу МЭК-60870-5-104. Данный протокол передачи подходит для выдачи основных параметров работы оборудования АСУ ОТ, таких как сигнал о состоянии системы АСУ ОТ (работа, авария) и получения необходимых данных из системы АСУ ТП. Список сигналов, требуемых для работы системы АСУ ТП приведен в табл. I и II. Подключение может быть произведено в действующие шкафы 2К, 3К. Расширение существующей системы АСУ ТП планируется с помощью управляемых маршрутизаторов. Размещение маршрутизатора возможно в шкафу 4К [2].

Таблица I. Таблица принимаемых сигналов системы АСУ ОТ

Назначение	Тип, количество
1. Загрузка трансформатора	МЭК-60870-5-104
2. Температура ВСМ	МЭК-60870-5-104
3. Температура окр. среды	Pt100 (1 шт.)
4. Температура воздуха в контейнере АСУ ОТ	Pt100 (1 шт.)
5. Частота работы двигателя	4..20 мА
6. Данные счетчика электроэнергии	Импульсный выход

Таблица II. ТАБЛИЦА ПЕРЕДАВАЕМЫХ СИГНАЛОВ СИСТЕМЫ АСУ ОТ

Назначение	Тип
1. Данные для информационной панели	МЭК-60870-5-104
2. Управляющие токи на приводы вентиляторов и маслонасосов	ВВГнг(А)ls 4x4
3. Технологическая защита (ЗПО)	Дискретный сигнал (220В const), КВВГнг 2x2,5 мм
4. Технологическая защита (неисправность системы охлаждения)	Дискретный сигнал (220В const), КВВГнг 2x2,5 мм

Существующее программное обеспечение АСУ ТП ПС может быть доработано для показа состояния работы системы АСУ ОТ на АРМе дежурного подстанции.

Подробная информация о работе системы АСУ ОТ будет выводиться на отдельный вновь устанавливаемый АРМ системы АСУ ОТ.

C. Получение значений тока АТ-2, АТ-3 и АТ-4.

Для получения текущих значений тока с трансформаторной группы планируется получение сигнала из действующей системы АСУ ТП подстанции по протоколу МЭК 60870-5-104. Данные о токе ВН на ПС 500 кВ «Ново-Анжерская» принимаются с помощью контроллера General Electric D25. Его характеристики приведены в таб. III.

Таблица III. ТЕХНИЧЕСКИЕ И МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИ

Средство измерения	Подключение	Норма точности	Диапазон измер.	Пре д. знач .	Категория размещ.
АСУ ОТ					
Вновь устанавливаемый накладной датчик температуры	Pt100	кл. доп. А, кл. 0.5 и ниже	-40 +80 °С	90 °С	У1
Датчик температуры окружающего воздуха	4-20 мА	кл. доп. А, кл. 0.5 и ниже	-40 +40 °С	40 °С	У1
Датчик температуры воздуха в контейнере	4-20 мА	кл. доп. А, кл. 0.5 и ниже А	-40 +40 °С	40 °С	У4.1
Амперметр ОО АТ2 ф.А	Ethernet	кл. 0.5	0-1 А	1.2А	У4.1
Амперметр ПО АТ2 ф.А	Ethernet	кл. 0.5	0-1 А	1.2А	У4.1
Амперметр ОО АТ2 ф.В	Ethernet	кл. 0.5	0-1 А	1.2А	У4.1
Амперметр ОО АТ2 ф.В	Ethernet	кл. 0.5	0-1 А	1.2А	У4.1
Амперметр ПО АТ2 ф.С	Ethernet	кл. 0.5	0-1 А	1.2А	У4.1
Амперметр ПО АТ2 ф.С	Ethernet	кл. 0.5	0-1 А	1.2А	У4.1
Амперметр ОО АТ3	Ethernet	кл. 0.5	0-1 А	1.2А	У4.1
Амперметр ПО АТ3	Ethernet	кл. 0.5	0-1 А	1.2А	У4.1
Амперметр ОО АТ4	Ethernet	кл. 0.5	0-1 А	1.2А	У4.1
Амперметр ПО АТ4	Ethernet	кл. 0.5	0-1 А	1.2А	У4.1

D. Коммутация питания двигателей.

Коммутация питания двигателей будет осуществляться с помощью контакторов, установленных на выходе из

преобразователя частоты (ПЧ) и на выходе существующего ШАОТ в специальных шкафах коммутации двигателей (ШКД) на рис. 1.

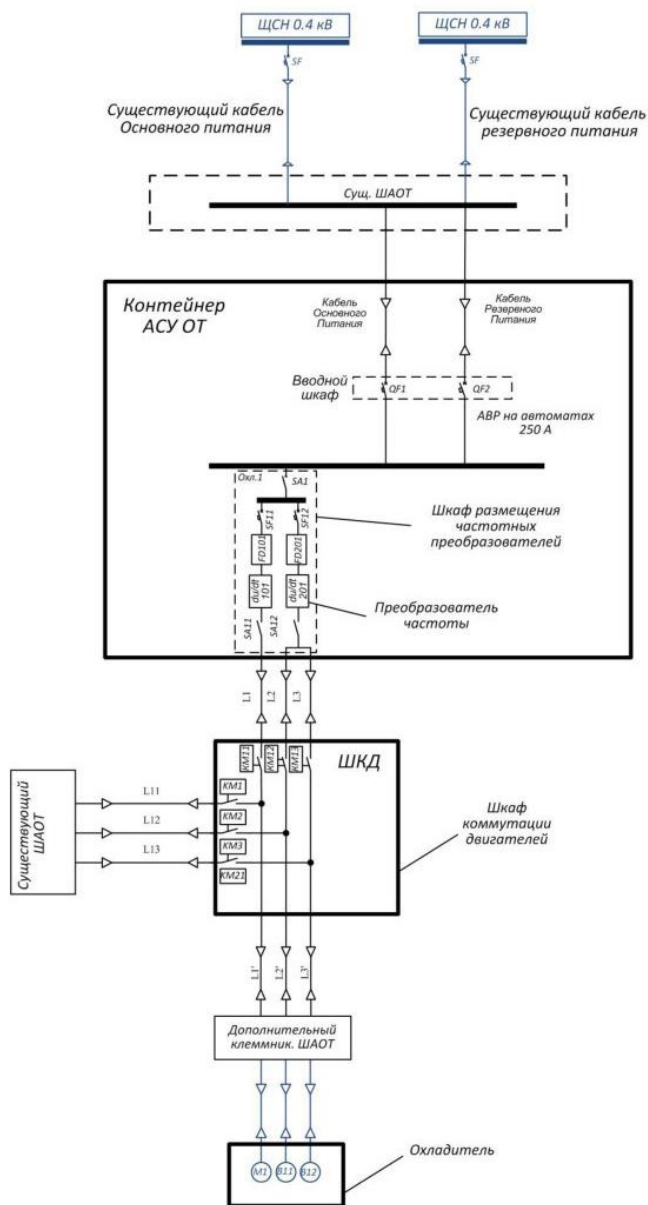


Рис. 1. Однолинейная схема охладителя с АСУ ОТ

III. КОНСТРУКЦИЯ АСУ ОТ

А. Готовность оборудования для регулирования АТ-2, АТ-3 и АТ-4

В контейнере АСУ ОТ будет реализована система поддержания внутреннего микроклимата, пожарная сигнализация. Контейнер АСУ ОТ (площадь менее 24 м²) с объемом горючей изоляции более 7 л на метр, в связи с этим оборудуется системой пожаротушения и пожарной сигнализацией.

Ввиду того, что АТ-3 и АТ-4 находятся рядом, а АТ-2 на большом удалении от них, наиболее оптимальным с экономической и практической точки зрения представляется следующая конфигурация системы АСУ ОТ: установка двух контейнеров раздельно: один для АСУ ОТ АТ-2 и второй для АСУ ОТ АТ-3 и АТ-4 (рис. 2).



Рис. 2. Размещение контейнеров АСУ ОТ

Для обеспечения максимальной заводской готовности АСУ ОТ АТ-2, АТ-3 и АТ-4 будут изготовлены в контейнерном исполнении. В состав каждого контейнера входят:

- Частотные преобразователи для привода двигателей вентиляторов и маслонасосов;
- Вся необходимая коммутация (АВР, контакторы, автоматические выключатели, реверсивные рубильники);
- Системы поддержания внутреннего климата (обогрев, кондиционирование);
- Система пожарной сигнализации;
- АРМ (промышленная панель) для местного управления;
- Система управления.

Оборудование АСУ ОТ подразумевает использование современной элементной базы с максимальной унификацией элементов, а также типовых шкафов коммутации питания электродвигателей.

Категория размещения АСУ ОТ – УХЛ1. Эскиз контейнера АСУ ОТ и схема размещения оборудования приведены на рис. 3.

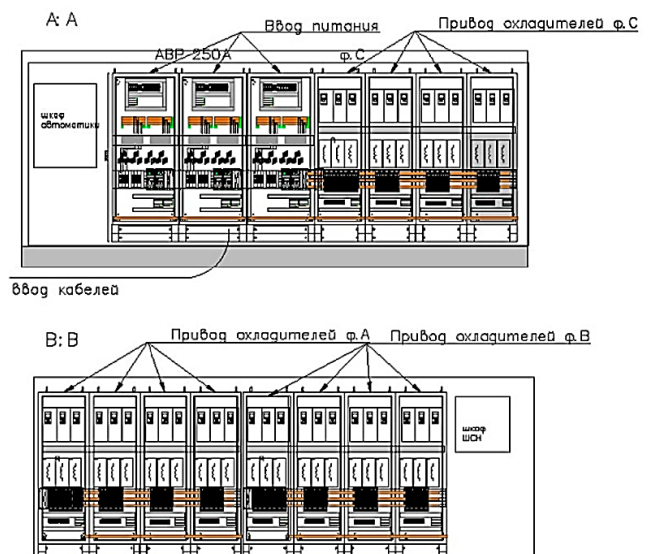


Рис. 3. схема размещения оборудования

В контейнере АСУ ОТ АТ-2 расположено 9 ячеек с частотно-регулируемым приводом (ЧРП). В контейнере АСУ ОТ АТ-3 и АТ-4 расположено 10 ячеек с ЧРП. Каждая ячейка содержит два преобразователя частоты (ПЧ) и

пуско-регулирующую аппаратуру. Все преобразователи частоты сгруппированы в стойках в контейнере по охладителям, т.е. в одной стойке расположены ПЧ относящиеся к одному охладителю [3].

В. Электромагнитная совместимость

Как показывают расчеты и измерения электромагнитной обстановки - после внедрения АСУ ОТ не возникает существенных помех, влияющих на работу оборудования подстанций. Однако данное оборудование может быть подвержено электромагнитным помехам, например, при авариях и грозовых воздействиях.

Для организации защиты оборудования АСУ ОТ от электромагнитных помех применяются следующие методы:

- использование УЗИП на вводе основного питания;
- использование экранированных кабелей в контрольных цепях и цепях организации питания;
- укладывание уравнивателя потенциалов в лотки;
- укладка контрольных кабелей в металлрукаве или в металлических лотках;
- применение экранированных кабелей для питания двигателей.

Применение дополнительных методов защиты не раз показало свою эффективность на действующих объектах. Описанные выше технологии применялись при реализации проектов на ПС 750 кВ «Опытная», ПС 750 кВ «Белый Раст», ПС 750 кВ «Металлургическая», ПС 750 кВ «Владимирская», ПС 500 кВ «Нижегородская».

По результатам обследования электромагнитная обстановка ПС 500 кВ «Ново-Анжерская» является пригодной для внедрения АСУ ОТ, не создает помехи для работы нового оборудования.

С. Частотные преобразователи

Системы охлаждения трансформаторов АТ-2, АТ-3, АТ-4 ПС 500 кВ «Ново-Анжерская» состоят из стандартных блоков для данного типа устройств. В связи с этим внедрение технологии АСУ ОТ на данной подстанции не влечет за собой значительных трудностей.

Для управления каждым маслонасосом АТ-2 устанавливается отдельный частотный преобразователь (мощность 4 кВт, номинальный ток 9,6 А). Для управления парой вентиляторов также устанавливается отдельный частотный преобразователь (мощность 5,5 кВт, номинальный ток 12 А).

Для управления каждым маслонасосом АТ-3 и АТ-4 устанавливается отдельный частотный преобразователь (мощность 5,5 кВт, номинальный ток 12 А). Для управления вентиляторами также устанавливается отдельный частотный преобразователь (мощность 5,5 кВт, номинальный ток 12 А).

Также предусмотрена возможность «горячей» замены элементов частотного регулирования (без отключения всей системы АСУ ОТ).

Передача данных между АРМ в здании ОПУ и ПЛК, расположенном в месте размещения АСУ ОТ будет осуществляться посредством оптоволоконной связи.

Д. Шкафы коммутации двигателей

ШКД служит для переключения питания двигателей маслонасосов и вентиляторов между АСУ ОТ и

существующим ШАОТ. Шкаф коммутации состоит из контакторов, замыкающих цепь между выходными автоматами существующих ШАОТ и двигателями маслонасосов и вентиляторов [4].

В ходе работ замена существующих кабельных линий на экранированные не предусмотрена. Для коммутации ПЧ с существующими двигателями вентиляторов и маслонасосов предусмотрена прокладка дополнительных кабельных линий.

Для уменьшения объема строительно-монтажных работ и, а также для уменьшения объема вновь прокладываемых кабелей, шкафы коммутации располагаются рядом с существующими шкафами, как показано на плане размещения оборудования (рис. 2).

IV. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА

Выполнены расчеты по оценке экономической привлекательности внедрения АСУ ОТ для снижения расхода электроэнергии на собственные нужды на ПС 500 кВ «Ново-Анжерская» (табл. IV).

Таблица IV. РЕЗУЛЬТАТ РАСЧЕТА ЭФФЕКТА ОТ ВНЕДРЕНИЯ АСУ ОТ НА ПС 500 кВ «НОВО-АНЖЕРСКАЯ»

Объект	Коэффициент загрузки, %	Расчетное потребление ШАОТ кВт*ч/год	Потребление ЧРП кВт*ч/год	Эффект, %	Эффект тыс. кВт*ч/год
АТ-2	41	505,1	87,53	83%	417,57
АТ-3	41	76	41,1	46%	34,75
АТ-4	32	101	42,1	58%	58,42

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проект является пилотным в рамках реализации национального проекта «Энергоэффективная подстанция» и показательным в области экономии электроэнергии на охлаждение основного оборудования.

Интеграция АСУ ОТ в действующую систему АСУ ТП ПС 500 кВ «Ново-Анжерская» показывает значительное уменьшение расхода электроэнергии на охлаждение основного оборудования.

При этом для обслуживания вновь вводимого оборудования создание дополнительных рабочих мест не требуется. Обслуживание может производиться специалистами с группой допуска по электробезопасности не ниже III.

Список литературы

- [1] СТО ФСК «Инструкция по эксплуатации трансформаторов» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://www.soups.ru/fileadmin/files/laws/standards/STO_FSK_manual_transformators.pdf (дата обращения: 8.05.2025).
- [2] Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 №1523-р «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года», Москва., доступ свободный. – Загл. с экрана. – (Дата обращения 08.05.2025).
- [3] ГОСТ Р МЭК 61850-6-2009, «Язык описания конфигурации для связи между интеллектуальными электронными устройствами на электрических подстанциях», 2009.
- [4] Концепция «Цифровая трансформация 2030» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://in.minenergo.gov.ru> (дата обращения: 8.05.2025).

РАЗРАБОТКА СПОСОБА АВТОМАТИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ПЛАНА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НА ОСНОВЕ МЕТОДОВ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА

Коваленко А.И., Астахов Е.С., Пахмутова А.А., Полыгалин И.С., Яковлев Д.П.
ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»
Москва, Россия
e-mail: AstakhovYS@mpei.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В условиях старения оборудования и дефицита бюджета энергетическая отрасль переходит от планово-предупредительных ремонтов (ППР) к риск-ориентированному подходу (РОП) при планировании технического обслуживания и ремонта (ТОиР). Однако нормативные документы не содержат алгоритмов формирования оптимальных планов ТОиР на основе оценки рисков, что затрудняет внедрение РОП на практике.

Материалы и методы: Предложен способ автоматической оптимизации плана ТОиР, минимизирующий суммарный риск отказов при ограничениях по бюджету и минимальному допустимому индексу технического состояния (ИТС) сети. В качестве метода оптимизации применён генетический алгоритм с фитнес-функцией, основанной на нормативных моделях расчёта вероятности отказа и ущерба.

Результаты: Реализованный программный прототип протестирован на упрощённых моделях энергосистем на базе схемы IEEE-14. Показано, что генетический алгоритм находит решения, совпадающие с оптимальными (по полному перебору), при значительно меньшем времени вычисления (до 20 раз быстрее). Демонстрирована возможность многолетнего итеративного планирования ТОиР с поддержанием стабильного ИТС сети.

Выводы: Предложенный способ позволяет эффективно формировать оптимальные планы ТОиР даже для крупных энергосистем. Он обеспечивает баланс между надёжностью, экономической эффективностью и требуемым уровнем технического состояния, что способствует практическому внедрению РОП в отрасли.

Ключевые слова: техническое обслуживание и ремонт, риск-ориентированный подход, искусственный интеллект, генетический алгоритм, индекс технического состояния, оптимизация.

DEVELOPMENT OF AN ARTIFICIAL INTELLIGENCE-BASED METHOD FOR AUTOMATED OPTIMIZATION OF POWER GRID MAINTENANCE AND REPAIR SCHEDULES

Aleksandr Kovalenko, Egor Astakhov, Arina Pakhmutova, Ivan Polygalin, Dmitrii Yakovlev
Moscow Power Engineering University
Moscow, Russia
e-mail: AstakhovYS@mpei.ru

Abstract

Background: Facing aging infrastructure and limited budgets, the power industry is shifting from scheduled preventive maintenance (PPR) to a risk-oriented approach (ROA) in maintenance and repair planning (M&R). However, existing regulatory documents lack algorithms for risk-based optimal M&R scheduling, hindering ROA implementation.

Materials and methods: An automated M&R optimization method is proposed, minimizing total failure risk under budget and minimum acceptable Technical Condition Index (TCI) constraints. A genetic algorithm (GA) is employed, with a fitness function based on regulatory models for failure probability and economic impact.

Results: A software prototype was tested on simplified IEEE-14-based grid models. The GA consistently produced solutions matching the global optimum (verified by exhaustive search) while reducing computation time by up to 20×. Multi-year iterative M&R planning was demonstrated, maintaining stable grid TCI over decades.

Conclusions: The proposed method enables efficient, real-time generation of optimal M&R plans even for large-scale power systems. It balances reliability, cost-efficiency, and required asset condition, facilitating practical ROA adoption in the industry.

Key words: maintenance and repair, risk-oriented approach, artificial intelligence, genetic algorithm, technical condition index, optimization.

I. ВВЕДЕНИЕ

Современная электроэнергетика РФ характеризуется высоким уровнем износа основного оборудования — около 65 % по отрасли. Одновременно наблюдается сокращение инвестиций в капитальный и текущий ремонт. В этих условиях традиционная система планово-предупредительных ремонтов (ППР), предполагающая выполнение регламентных работ вне зависимости от реального состояния оборудования, приводит к неоправданным затратам и неэффективному использованию ресурсов.

Риск-ориентированный подход (РОП) предлагает альтернативу: технические воздействия направляются на оборудование с наибольшим потенциальным риском, определяемым как произведение вероятности отказа p и тяжести его последствий T [1]. Нормативные документы [2–4] регламентируют расчёт индекса технического состояния (ИТС), вероятности отказа и риска, но не содержат алгоритмов автоматического формирования оптимального плана ТОиР.

Цель данной работы — разработать и апробировать способ автоматической оптимизации плана ТОиР на основе методов искусственного интеллекта, обеспечивающий минимизацию суммарного риска при заданных бюджетных и надёжностных ограничениях.

II. ОСНОВЫ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОГО ПОДХОДА И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Согласно Постановлению Правительства РФ №1401 [2], ИТС — безразмерная величина от 0 (полный отказ) до 1 (новое оборудование) — является ключевым показателем технического состояния. В соответствии с нормативной методикой [4] прогноз ИТС $y(t)$ осуществляется по формуле (1). Вероятность отказа p рассчитывается по формуле (2):

$$y(t) = (1 - |\operatorname{tg}\alpha_i| \cdot t) \cdot \frac{\text{ИТС}_{\text{сво}}}{100}, \quad (1)$$

$$p(t) = (1 - y(t)) \cdot \frac{\text{ИТС}_1}{\text{ИТС}_2}, \quad (2)$$

где $\text{ИТС}_{\text{сво}}$ — значение индекса технического состояния единицы основного технологического электрооборудования, рассчитанное на момент проведения расчета вероятности; t — срок прогнозирования; $\operatorname{tg}\alpha_i$ — тангенс угла наклона функции прогноза изменения ИТС единицы основного технологического электрооборудования; ИТС_1 и ИТС_2 — значение оценки технического состояния до (ИТС_1) и после (ИТС_2) проведения последнего технического воздействия на объект электроэнергетики.

Суммарный риск сети определяется как:

$$R_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n p_i \cdot U_i, \quad (3)$$

где U_i — прогнозируемый экономический ущерб от отказа i -го оборудования; n — суммарное количества оборудования в электрической сети.

Задача оптимизации формулируется следующим образом:

$$\min R_{\Sigma}(x_1, \dots, x_n), \quad (4)$$

где x_i — вектор параметров, описывающий набор использованных технических воздействий для i -го оборудования.

Также задан перечень ограничений:

1. $\sum_{i=1}^n C(x_i) \leq B$ — суммарная стоимость технических воздействий не превышает бюджет B ;
2. $\text{ИТС}_{\text{сеть}} \geq \text{ИТС}_{\text{мин}}$ — средний ИТС сети не ниже допустимого уровня;
3. Не более k % оборудования может быть выведено в ремонт одновременно.

При формировании плана ТОиР учитывается пять видов технического воздействия на электрооборудование: техническое обслуживание (ТО), текущий (ТР), средний (СР), капитальный (КР) ремонты, а также техническое перевооружение (ТП) и замена (З).

III. АЛГОРИТМ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ

Для формирования оптимального плана ТОиР необходимо рассмотреть всевозможное сочетание технических воздействий для каждого электрооборудования в электрической сети [5]. Очевидно, что реальные электрические сети содержат большое число различного электрооборудования, что усложняет задачу формирования оптимального плана ТОиР. Для решения задач с большим числом электрооборудования нельзя воспользоваться методом полного перебора, т.к. поиск оптимального решения данным методом невозможен за полиномиальное время. Альтернативным вариантом является использование эвристических методов оптимизации, позволяющих сократить сложность задачи поиска оптимального решения с помощью используемых эвристик. В рамках данного исследования были рассмотрены следующие методы решения задачи:

- Полный перебор;
- Генетический алгоритм (ГА);
- Динамическое программирование (ДП);
- Динамическое программирование с механизмом «схлопывания» решения (ДПС).

Обобщённая блок-схема алгоритма синтеза оптимального плана ТОиР представлена на рис. 1.

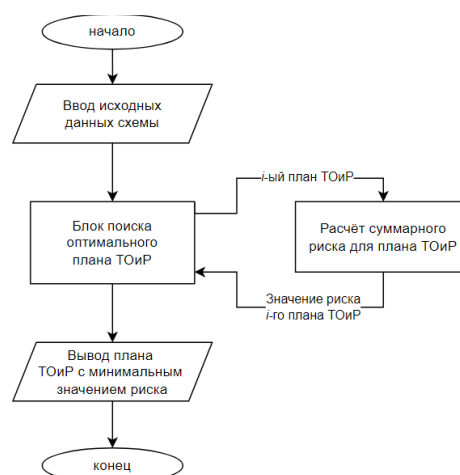


Рис. 1. Блок-схема алгоритма синтеза оптимального плана ТОиР

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ СИНТЕЗА ОПТИМАЛЬНОГО ПЛАНА ТОиР

Метод решения	ГА	ДПС
Риск, %	71,16	71,16
Стоимость, тыс. руб.	8000	8000
Результат (план ТОиР)	PT_21_6 - КР BR_1_16 - ТП BR_2_12 - 3 BR_6_23 - 3 BR_7_26 - ТП	PT_21_6 - КР BR_1_16 - ТП BR_2_12 - 3 BR_6_23 - 3 BR_7_26 - ТП
Время поиска решения	326 мс	2 с 480 мс

В данном эксперименте генетический алгоритм показал сопоставимое с ДПС качество решения, но существенно выиграл по скорости поиска, что доказывает его эффективность для задач большой размерности. Таким образом предложенный способ позволяет получить оптимальный план ТОиР на один календарный год.

Использование полученного результата позволяет расширить возможности планирования ТОиР путем многолетнего планирования ТОиР. Предположим, что мы решаем задачу формирования оптимального плана ТОиР на 5 лет. Используя предложенный способ, мы можем разбить расчётный период на отрезки длительностью 1 год, и решать задачу оптимизации плана ТОиР для каждого отрезка предложенным способом. Для следующего отрезка времени в качестве исходных данных передается информация о техническом состоянии электрооборудования сети с учётом разработанного плана ТОиР на предыдущем временном отрезке. Таким образом, строится последовательная цепочка планов ТОиР, позволяющих поддерживать заданный уровень технического состояния электрической сети. На рис. 8 показаны графики целевых показателей сети (риск, SAIDI, SAIFI, стоимость плана ТОиР в текущий год) для 30-летних планов ТОиР с различными бюджетами: 5 и 25 млн. руб.

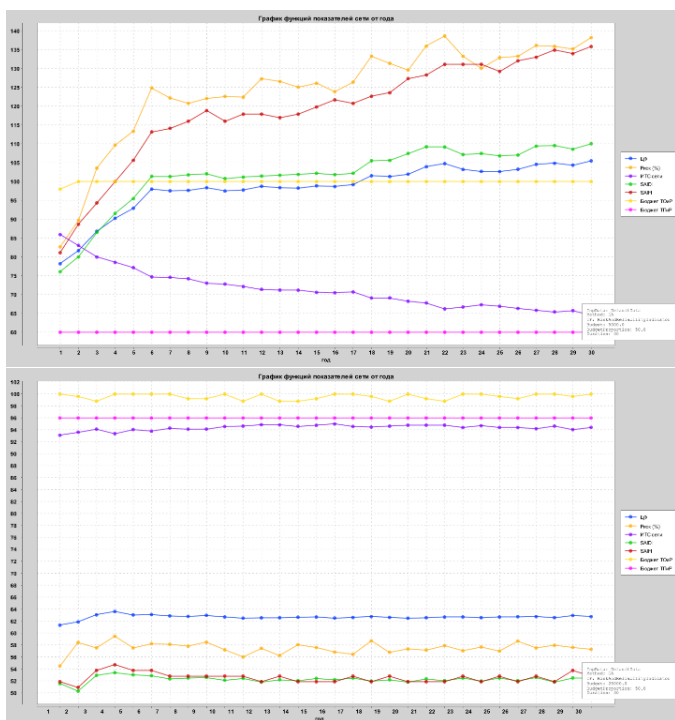


Рис. 3 – Временные зависимости целевых показателей двух планов ТОиР: сверху – при бюджете 5 млн. руб.; снизу – при бюджете 25 млн. руб.

Анализируя графики, можно сделать вывод, что в случае малого бюджета для планирования ТОиР суммарного эффекта улучшения технического состояния сети недостаточно для уравнивания процесса деградации и износа сети. Во втором случае, при увеличенном бюджете планирования ТОиР, наблюдается состояние динамического равновесия, при котором значение ИТС сети практически не изменяется. Таким образом, итеративный способ планирования ТОиР позволяет получить многолетний оптимальный план для электрической сети.

V. РЕЗУЛЬТАТЫ

В ходе проведенного исследования была успешно разработана методика автоматической оптимизации плана ТОиР электрооборудования на основе РОП и методов ИИ. Реализованный способ на базе генетического алгоритма продемонстрировал высокую эффективность в формировании планов, минимизирующих совокупный риск отказов при заданных ограничениях.

Экспериментальная проверка на моделях энергосистем, сформированных на основе тестовой 14-узловой схемы IEEE, подтвердила, что предложенный способ позволяет не только находить оптимальные решения, сопоставимые с результатами полного перебора, но и обеспечивает значительное сокращение вычислительного времени для крупных сетей. Это открывает возможность практического применения системы в условиях реальной энергетики для оперативного и стратегического планирования.

Таким образом, разработанный подход способствует повышению надежности, экономической эффективности и обоснованности управленческих решений в области эксплуатации электроэнергетического оборудования, что соответствует современным требованиям цифровой трансформации отрасли.

Список литературы

- [1] Назаров А. А. Методика и алгоритм оценки схемно-режимной значимости элементов энергосистем / А. А. Назаров, В. П. Кавченко // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 72. Надежность систем энергетики в условиях их цифровой трансформации. В 2-х книгах. / Книга 2 / Отв. ред. Н.И. Воробай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2021. – С. 291-299.
- [2] Постановление Правительства РФ №1401 от 19.12.2016 г. «О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и об осуществлении мониторинга таких показателей».
- [3] Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 26 июля 2017 года №676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического электрооборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей».
- [4] Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 19 февраля 2019 года №123 «Об утверждении методических указаний по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического электрооборудования и оценки последствий такого отказа».
- [5] Уточнённый алгоритм прогнозирования индекса технического состояния трансформатора для автоматизации планирования ТОиР / Е. Н. Колобродов, А. А. Волошин, А. И. Коваленко, А. С. Николаев // Электрические станции. – 2023. – № 9(1106). – С. 59-64. – DOI 10.34831/EP.2023.1106.9.007. – EDN SCYNCD.

ПРИМЕНЕНИЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ЛОКАЛИЗАЦИИ ИСТОЧНИКА ВЫСШИХ ГАРМОНИК В СЛОЖНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

Ковриженко А.А.¹, Коровки Н.В.²

¹ПАО «Россети», МЭС Северо-Запада, Группа стратегического развития сети

²Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Санкт-Петербург, Россия

Аннотация

Состояние вопроса: Известен способ определения местоположения источника гармоник на стороне пользователя на основе сосредоточенной мощности [6]. Недостатком данного способа является то, что оно позволяет обнаружить источник искажений только в радиальной сети для потребителей, подключенных к общей точке подключения. Известен способ определения местоположения источника гармоник [7], включающий получение данных измерений в каждом узле энергосистемы, однако этот метод требует получения данных измерений в каждом узле энергосистемы, где ожидается расположение источника тока (напряжения) высшей гармоники. В статье предлагается метод локализации источника высших гармоник с использованием измерений в нескольких узлах энергосистемы.

Материалы и методы: Энергосистема IEEE 39 node energy system [4] моделируется в программном пакете Matlab Simulink. Язык программирования Python используется для генерации обучающего и валидационного набора данных.

Результаты: Предложенный метод демонстрирует высокую точность локализации источника высших гармоник: 0,980 – при использовании 4 измерителей высших гармоник и 0,997 – при использовании 6 измерителей высших гармоник.

Выводы: Методы локализации с применением полносвязных нейронных сетей прямого распространения демонстрируют высокую точность локализации источника высших гармоник.

Ключевые слова: обнаружение, локализация, искажение, гармоники, фурье, fnn, энергосистема.

APPLICATION OF NEURAL NETWORKS FOR LOCALIZATION OF THE SOURCE OF HIGHER HARMONICS IN A COMPLEX ELECTRIC POWER SYSTEM

Alexey Kovrizhenko¹, Nikolay Korovkin²

¹PAO Rosseti, Network Strategic Development Group

²Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University (SPbPU)

Saint Petersburg, Russia

e-mail: alexeykovri97@gmail.com

Abstract

Background: A known method for locating the source of harmonics on the user's side based on concentrated power [6]. The disadvantage of this method is that it only allows the source of distortion to be detected in a radial network for consumers connected to a common connection point. A known method for locating the source of harmonics [7] includes obtaining measurement data at each node of the power system, but this method requires obtaining measurement data at each node of the power system where the source of the higher harmonic current (voltage) is expected to be located. The article proposes a method for localizing the source of higher harmonics using measurements at several nodes of the power system.

Materials and methods: The IEEE 39 node energy system [4] is modeled in the Matlab Simulink software package. The Python programming language is used to generate a training and validation dataset.

Results: The proposed method demonstrates high accuracy in locating the source of higher harmonics: 0.980 when using 4 higher harmonic meters and 0.997 when using 6 higher harmonic meters.

Conclusions: Localization methods using fully connected feedforward neural networks (FNN) demonstrate high accuracy in localizing the source of higher harmonics.

Keywords: detection, localization, distortion, harmonics, fourier, fnn, energy system.

I. ВВЕДЕНИЕ

В статье [1] представлен теоретический подход к обнаружению источника ухудшения качества электроэнергии в питающей сети. В статье [2] представлена технология локализации источников помех в режиме реального времени на основе синхронных измерений в нескольких узлах энергосистемы. Любые несинусоидальные периодические кривые токов и напряжений, удовлетворяющие условиям Дирихле, могут быть представлены в виде суммы гармонических колебаний различных частот в виде ряда Фурье. На практике для получения гармонического состава сигналов используется быстрое преобразование Фурье, пределы применимости которого изучены в [3].

В линейной электрической сети при возникновении (включении) в некотором узле k источника (потребителя) тока высшей гармоники $i_k(t) = I_{k.max}^{(v)} \sin(\omega t + \psi_{ik}^{(v)})$, напряжение в n -м узле может быть выражено в соответствии с выражением:

$$u_n(t) = U_{n.max}^{(1)} \sin(\omega t + \psi_{un}^{(1)}) + \beta_{nk}^{(v)} \cdot I_{k.max}^{(v)} \sin(\omega t + \psi_{ik}^{(v)} + \psi_{nk}^{(v)}),$$

где $U_{n.max}^{(1)}, \psi_{un}^{(1)}$ – амплитуда и начальная фаза первой гармоники напряжения, измеренного в узле n , соответственно;

ω – циклическая частота основной (первой) гармоники;

$\beta_{nk}^{(v)}, \psi_{nk}^{(v)}$ – модуль и аргумент комплексного коэффициента передачи из величины силы тока источника тока, расположенного в узле k , в напряжение узла n на гармонике v ;

Установив фильтр или анализатор гармонического состава (далее - измеритель) в узле n , можем выделить напряжение v -й гармоники. Для конкретной частоты перейдем к комплексному методу. Действующее значение $u_n(t)$ определяется выражением:

$$U_n^{(v)} = |\dot{U}_n^{(v)}| = |\beta_{nk}^{(v)} \dot{I}_k^{(v)}| = \beta_{nk}^{(v)} I_k^{(v)},$$

где $\beta_{nk}^{(v)}, \dot{I}_k^{(v)}$ – комплексный коэффициент передачи из величины тока источника тока, расположенного в узле k , в напряжение узла n на гармонике v (взаимное комплексное сопротивление) и его модуль соответственно;

$\dot{U}_n^{(v)}$ – комплексное изображение напряжения в узле n на гармонике v ;

$\dot{I}_k^{(v)}, I_k^{(v)}$ – комплексное изображения тока источника тока, расположенного в узле k , на гармонике v и его модуль соответственно.

Напряжение v -й гармоники, измеренное в k -м узле, при наличии единственного источника тока v -й гармоники линейно зависит от величины тока источника. Установим еще один измеритель в m -м узле. Тогда $U_m^{(v)} = \beta_{mk}^{(v)} I_k^{(v)}$. Определим отношение действующих значений измеренных напряжений:

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

II. ОПИСАНИЕ МЕТОДА

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

В качестве признаков (входных данных) номера узла с источником высших гармоник может быть определен набор величин $\gamma_{nmk}^{(v)}$ для одной или нескольких пар измерителей на каждой гармонике. Пусть измерители располагаются в узлах с номерами $\mathbb{V} = \{V_1, V_2, \dots, V_M\}$ и измеряют гармонический состав напряжений на гармониках $\mathbb{H} = \{v_1, v_2, \dots, v_H\}$. Обозначим $U_{V_k}^{v_l} = U_{V_k}^{v_l}(J)$ показания вольтметра, расположенного в узле V_k на гармонике v_l при расположении источника высших гармоник в узле J . Набор входных данных нейронной сети может быть определен следующим образом:

$$U_{\mathbb{V}}^{\mathbb{H}}(J) = \left\{ \begin{array}{l} \frac{U_{V_1}^{v_1}}{U_{V_2}^{v_1}}; \frac{U_{V_1}^{v_1}}{U_{V_3}^{v_1}}; \dots; \frac{U_{V_{M-1}}^{v_1}}{U_{V_M}^{v_1}}; \frac{U_{V_1}^{v_2}}{U_{V_2}^{v_2}}; \dots; \frac{U_{V_{M-1}}^{v_2}}{U_{V_M}^{v_2}}; \dots \\ \dots; \frac{U_{V_1}^{v_H}}{U_{V_2}^{v_H}}; \dots; \frac{U_{V_{M-1}}^{v_H}}{U_{V_M}^{v_H}}; \frac{U_{V_1}^{v_H}}{U_{V_1}^{v_H}} \end{array} \right\}$$

В качестве входных данных могут быть использованы и другие отношения. Выходным значением алгоритма является номер узла J с источником искажений. Значение $U_{\mathbb{V}}^{\mathbb{H}}(J)$ является вектором в $M \cdot H$ -мерном пространстве.

Рассматривается энергетическая система IEEE 39 node (рис. 1), которая моделируется с использованием программного пакета Matlab Simulink. Оригинальная статья о системе IEEE 39-bus принадлежит Т. Athay и соавторам [4]. Проблемы численного моделирования процессов в электрических цепях рассмотрены в работе [5].

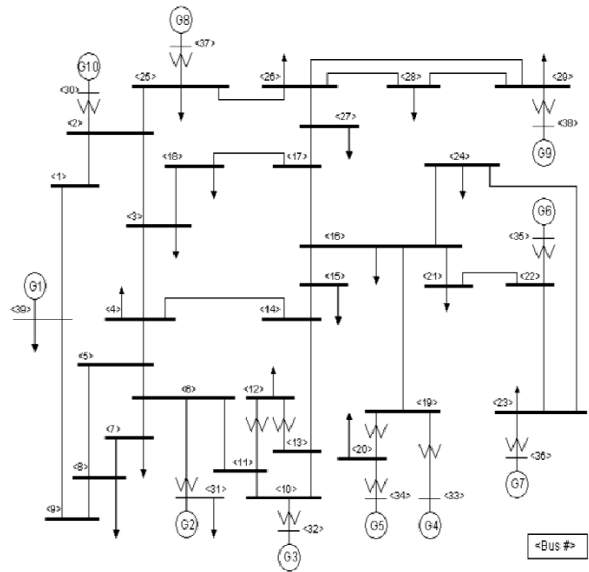


Рис. 1. IEEE 39 Nodes [4]

III. ТОЧНОСТЬ ЛОКАЛИЗАЦИИ

Погрешность измерителей составляет 5%. Точность локализации определяется следующим выражением:

$$Acc = \frac{m}{n}$$

где n , m - число наборов входных данных нейронной сети и количество предсказаний нейронной сети, совпадающих с истинным расположением источника высших гармоник, соответственно.

Для сравнения точности было принято:

$$V = \{23, 1, 28, 7\};$$

$$W = \{5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, 29, 31, 35, 37, 41, 43, 49\};$$

$$J = \{1, 2, 3, 4, \dots, 28, 29\},$$

где J – Совокупность возможных узлов расположения источника тока высших гармоник.

Количество обучающих примеров выбрано равным 10 000, количество тестовых примеров выбрано равным 1 000. Обучающие примеры стандартизованы, а тестовые примеры стандартизованы на основе среднего значения и стандартного отклонения набора обучающих данных. В таблице 1 представлено сравнение точности нейронных сетей прямого распространения (FNN) с различными архитектурами. Рассмотрены нейронные сети с $M:H=60$ входными нейронами и $I=29$ выходными нейронами. В качестве предсказания нейронной сети выбирается номер выходного нейрона с максимальным значением выхода. Обучение проводилось методом стохастического градиентного спуска. Исследовались нейросети без скрытых слоёв (№1), с одним скрытым слоем (№№ 2-4) и двумя скрытыми слоями (№5).

Таблица 1. СРАВНЕНИЕ ТОЧНОСТИ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ С РАЗЛИЧНЫМИ АРХИТЕКТУРАМИ

№	Количество и функция активации нейронов скрытого слоя	Скорость обучения α	Acc
1	-	0,01	0,937
2	60 relu	0,01	0,960
3	60 sigmoid	0,05	0,948
4	60 tanh	0,05	0,965
5	60 relu, 60 relu	0,01	0,958

Добавление одного скрытого слоя в архитектуру нейронной сети в сравнении с нейронной сетью без скрытых слоёв повышает точность локализации источника высших гармоник, добавление второго скрытого слоя точность не повышает. Поскольку функция активации relu имеет наименьшую вычислительную сложность, для дальнейшего анализа выбрана FNN с одним скрытым слоем и функцией активации relu. В таблице 2 показана зависимость точности предсказания нейронной сети от скорости обучения α и количества обучающих примеров N_{train} . Точность прогноза достигает 0,98.

Далее определяется зависимость точности прогнозирования модели от количества гармоник H и измерителей M , используемых для предсказания, при количестве обучающих примеров N_{train} равном 100 000 (табл. 3). Точность локализации может достигать 0,997.

Таблица 2. ЗАВИСИМОСТЬ ТОЧНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕЙРОННОЙ СЕТИ ОТ СКОРОСТИ ОБУЧЕНИЯ α И КОЛИЧЕСТВА ПРИМЕРОВ N_{train} В ОБУЧАЮЩЕМ НАБОРЕ

N_{train}	Learning rate α		
	0,001	0,005	0,01
100	0,059	0,156	0,254
200	0,082	0,241	0,323
500	0,18	0,41	0,509
1000	0,278	0,508	0,627
2000	0,389	0,666	0,818
5000	0,546	0,844	0,902
10000	0,802	0,931	0,958
15000	0,861	0,946	0,96
30000	0,919	0,967	0,97
50000	0,94	0,97	0,972
100000	0,96	0,98	0,98

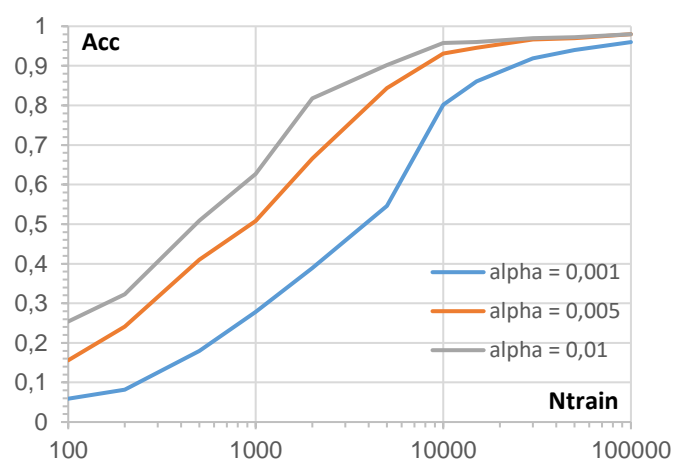


Рис. 2. Зависимость точности прогнозирования нейронной сети от скорости обучения α и количества примеров N_{train} в обучающем наборе

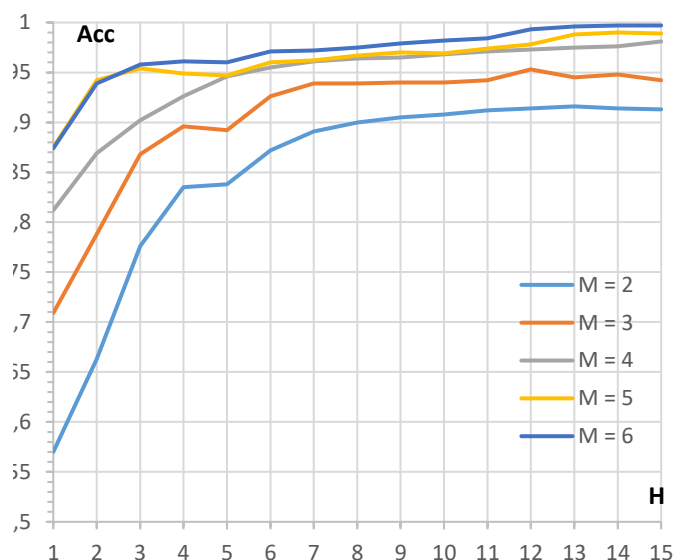


Рис. 3. Зависимость точности прогнозирования модели от количества гармоник H и измерителей M при размере обучающей выборки $N_{train} = 100000$

Таблица III. ЗАВИСИМОСТЬ ТОЧНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ МОДЕЛИ ОТ КОЛИЧЕСТВА ГАРМОНИК N И ИЗМЕРИТЕЛЕЙ M ПРИ РАЗМЕРЕ ОБУЧАЮЩЕЙ ВЫБОРКИ $N_{train} = 100\ 000$

Н	М				
	2	3	4	5	6
1	0,570	0,709	0,812	0,875	0,874
2	0,663	0,788	0,869	0,942	0,939
3	0,776	0,868	0,902	0,954	0,958
4	0,835	0,896	0,926	0,949	0,961
5	0,838	0,892	0,946	0,947	0,960
6	0,872	0,926	0,955	0,960	0,971
7	0,891	0,939	0,961	0,962	0,972
8	0,900	0,939	0,964	0,967	0,975
9	0,905	0,940	0,965	0,970	0,979
10	0,908	0,940	0,968	0,969	0,982
11	0,912	0,942	0,971	0,974	0,984
12	0,914	0,953	0,973	0,978	0,993
13	0,916	0,945	0,975	0,988	0,996
14	0,914	0,948	0,976	0,990	0,997
15	0,913	0,942	0,981	0,989	0,997

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье исследовался способ выявления и локализации источников искажения формы кривой напряжения на основе данных о гармоническом составе напряжения в узлах сложной электроэнергетической системы с применением нейронных сетей.

Использование полносвязных нейронных сетей прямого распространения (FNN) для определения местоположения источников высших гармоник в моделируемой электроэнергетической системе позволяет достигать точности локализации узла с источником искажения, равной 0,980, при использовании 4 измерителей высших гармоник и точности 0,997 - при использовании 6 измерителей высших гармоник.

Список литературы

[1] Korovkin N.V., Balagula Y.M., Adalev A.S. and Nitsch J., "A method of a disturbance source localization in a power system", 2005 IEEE Russia power tech, Powertech, 2005, 4524765 p.

[2] Korovkin N.V. and Lysenko G.S., "Technology of disturbance sources localization in power systems", Izvestiya rossijskoj akademii nauk. Energetika [News of the russian academy of sciences. Energy], 2013, no. 2, pp. 121-130 (in Russian).

[3] Korovkin N.V. and Gritsutenko S.S., "About applicability of the fast fourier transform for a harmonic analysis of non sinusoidal currents and voltages", Izvestiya rossijskoj akademii nauk. Energetika [News of the russian academy of sciences. Energy], 2017, no. 2, pp. 73-86 (in Russian).

[4] T. Athay, R. Podmore, and S. Virmani, "A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-98, no. 2, March/April 1979, pp. 573-584.

[5] Demirchyan K.S., Rakitsky Yu.V., Butyrin P.A., Kartashev E.N. and Korovkin N.V., "Problems of numerical modeling of processes in electric circuits", Izvestiya Akademii nauk SSSR. Energetika i transport [News of the USSR Academy of Sciences. Energy and transport], 1982, no. 2, 94 p.

[6] Patent CN107144732, User-side harmonic source localization method based on lumped power; Publication date 2019-08-30.

[7] Patent CN119310343, Harmonic source positioning method, device, equipment and storage medium, Publication date 2025-01-14.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГЕНЕРАЦИИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Коновалова Е.А., Бобрицкая И.В.

АО «СО ЕЭС»

Москва, Россия

e-mail: konovalova-eal@so-ups.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В статье описаны результаты промышленной эксплуатации информационно-управляющей системы (ИУС) прогнозирования генерации возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в АО «СО ЕЭС». Приведены данные оценки качества прогнозов выработки солнечных (СЭС) и ветровых (ВЭС) электростанций, подключённых к промышленному контуру. Основное внимание уделено анализу типовых проблем обработки телеметрии с объектов и мерам по их систематизации.

Материалы и методы: Методы машинного обучения, линейная регрессия, градиентный бустинг, ансамбль моделей, сезонные модели.

Результаты: Промышленная эксплуатация ИУС «ВИЭ» подтвердила высокое качество краткосрочных прогнозов выработки СЭС и ВЭС. Качество прогнозов напрямую зависит от надёжной работоспособности оборудования станций и активного взаимодействия с обслуживающим персоналом.

Выводы: Полученные результаты подтверждают эффективность выбранных подходов и определяют направление дальнейшего перспективного развития системы прогнозирования генерации возобновляемых источников энергии.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, солнечные и ветровые электростанции, машинное обучение, метрики качества прогноза.

RESULTS OF INDUSTRIAL OPERATION OF A SYSTEM FOR FORECASTING THE GENERATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES

Evgeniya Konovalova, Irina Bobritskaya

Russian Power System Operator

Moscow, Russia

e-mail: konovalova-eal@so-ups.ru

Abstract

Background: The article describes the results of the commercial operation of the information management system for forecasting the generation of renewable energy sources in JSC "System Operator of the Unified Energy System". The current results of assessing the quality of forecasts for the generation of solar power plants (SPP) and wind power plants (WPP) connected to the industrial circuit are presented. The main attention is paid to the analysis of typical problems identified during the operation of the system and related to the processing and transmission of data received from facilities, as well as a description of ongoing measures aimed at systematizing errors and handling cases where identifying patterns is difficult.

Materials and Methods: Machine learning methods, linear regression, gradient boosting, ensemble of models, seasonal models.

Results: The commercial operation of the information management system for forecasting the generation of renewable energy sources (RES) confirmed the high quality of forecasts for the generation of SPP and WPP power plants, as well as the direct dependence of the quality of forecasting on the operability of power plants equipment and active interaction with maintenance personnel.

Conclusions: The obtained results confirm the correctness of the chosen approaches and demonstrate the potential for further development of the system for forecasting the generation of renewable energy sources.

Key words: renewable energy sources, solar and wind power plants, machine learning, quality forecast metrics.

I. ВВЕДЕНИЕ

Темпы развития генерации на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в России определяются программой стимулирования инвестиций в объекты ВИЭ-генерации на оптовом рынке электроэнергии и мощности. С 2013 года на оптовом рынке функционирует механизм государственной поддержки в форме Договора поставки мощности с возобновляемых источников энергии (ДПМ ВИЭ), дополнительно стимулирующий собственников объектов ВИЭ [1].

К 2031 году совокупная доля солнечных (СЭС) и ветровых (ВЭС) электростанций в структуре установленной мощности энергосистемы должна достичь 4,64% [2]. К числу приоритетных задач относятся не только ввод в эксплуатацию новых объектов СЭС и ВЭС, но также разработка, внедрение и развитие систем краткосрочного прогнозирования их выработки.

Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года [3] определяет развитие и внедрение технологий искусственного интеллекта (ИИ) приоритетом для организаций топливно-энергетического комплекса. В контексте интеллектуализации электроэнергетики предусмотрено создание надёжной системы прогнозирования на основе статистического анализа данных и технологий ИИ, обеспечивающих высокую точность и достоверность кратко- и среднесрочных прогнозов выработки ВИЭ для повышения эффективности планирования режимов электроэнергетических систем.

II. СОЗДАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВЫРАБОТКИ ВИЭ

До создания собственной системы прогнозирования в процедурах планирования электроэнергетического режима использовались данные о планируемой нагрузке электростанций ВИЭ, получаемых от собственников энергообъектов. Средняя ошибка прогнозирования выработки в таких данных в среднем достигает 12% по солнечным электростанциям, и от 12 до 18% по ветровым электростанциям для горизонтов краткосрочного прогнозирования (+2, +3 и +4 часа). Для учета значений генерации в процедурах планирования такой прогноз нельзя считать в достаточной степени достоверным. Таким образом было принято решение по разработке и внедрению информационно-управляющей системы прогнозирования генерации возобновляемых источников энергии (далее – Система, ИУС «ВИЭ»).

С 2020 года АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС») совместно с дочерней компанией АО «НТЦ ЕЭС Информационные комплексы» (АО «НТЦ ИК») ведется активная работа по созданию и развитию ИУС «ВИЭ». В период с 2021 по 2025 год ИУС «ВИЭ» находилась в опытно-промышленной эксплуатации, в процессе которой первыми пилотными объектами стали 3 солнечные электростанции, расположенные в ОЭС Юга.

По результатам оценки качества получаемых прогнозов Система введена в промышленную эксплуатацию 1 сентября 2025 года, что обеспечило возможность применения прогнозов выработки СЭС и ВЭС в оперативном планировании режима работы энергосистемы и создает основу для дальнейшего развития.

III. МАСШТАБ И ГЕОГРАФИЯ ПРОГНОЗИРУЕМЫХ ОБЪЕКТОВ В ИУС «ВИЭ»

По состоянию на декабрь 2025 год на базе ИУС «ВИЭ» число прогнозируемых объектов СЭС и ВЭС составляет 70 и 26 соответственно. В рамках работ по развитию Системы в течение 2026 году запланировано обучение моделей и увеличение количества объектов СЭС и ВЭС до 85 и 40 соответственно. Территориальное расположение прогнозируемых объектов СЭС и ВЭС на декабрь 2025 г. представлено на рис.1. и включает: ОЭС Северо-Запада, ОЭС Юга, ОЭС Урала, ОЭС Сибири, ОЭС Средней Волги.

В ОЭС Юга сосредоточено порядка 48 % суммарного объема СЭС и ВЭС, что обусловлено климатическими особенностями региона и формирует предпосылки к достижению в перспективе системно значимого уровня проникновения ВИЭ в ОЭС – до десятков процентов от совокупной установленной мощности тепловой генерации (рис.2).



Рис. 1. Территориальное расположение прогнозируемых объектов СЭС и ВЭС на декабрь 2025 г. в ИУС «ВИЭ»

Количественный рост числа объектов СЭС и ВЭС в ИУС «ВИЭ» наряду с их территориальной концентрацией усиливают значимость задачи повышения точности прогнозов генерации СЭС и ВЭС и их учёта в оперативно-диспетчерском управлении режимами энергосистемы.

IV. АРХИТЕКТУРА И РЕАЛИЗАЦИЯ ИУС «ВИЭ»

Система предназначена для краткосрочного прогнозирования выработки электроэнергии на СЭС и ВЭС с учетом метеорологических условий. Краткосрочный горизонт прогнозирования активной мощности СЭС/ВЭС составляет +2 часа. Область применения прогнозов - учет в расчетах планов балансирующего рынка (ПБР).

Базовая функциональность Системы включает (рис.2):

- сбор и накопление телеметрии по СЭС и ВЭС из SCADA-системы (активная мощность, инсоляция, температура воздуха, скорость и направление ветра и пр.) по стандартным протоколам телемеханики;
- сбор и накопление прогнозов из метеорологических источников: Яндекс.Погода, Гисметео.
- краткосрочное прогнозирование активной мощности СЭС и ВЭС на ансамбле моделей (модели линейной регрессии, градиентного бустинга) с учетом прогноза погоды от нескольких метеорологических источников;
- выбор оптимального источника прогноза выработки активной мощности по СЭС и ВЭС (прогноз собственника/прогноз модели Системы) с помощью Модуля «Арбитр ВИЭ», предназначенного для

автоматизации оценки качества прогнозов по выработке активной мощности СЭС/ ВЭС от нескольких источников прогнозирования.

- доведения результатов прогноза для расчета плановых графиков.

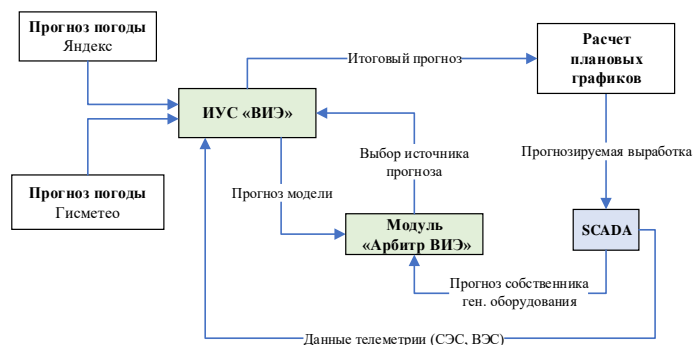


Рис. 2. Структурная схема ИУС «ВИЭ»

Анализ качества прогнозов выработки активной мощности СЭС и ВЭС осуществляется с помощью метрик в соответствии с Методикой:

- $MAPE_{CO}$ (*mean absolute percentage error*) - средняя абсолютная процентная ошибка прогноза модели (1) не должна превышать 10%;

$$MAPE_{CO} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{|x_i - \hat{x}_i|}{x_{уст}} * 100 \% \quad (1)$$

где: x_i – фактическая мощность СЭС и ВЭС в определенный момент времени i , \hat{x}_i – прогнозируемая мощность СЭС и ВЭС в определенный момент времени i , N – количество сравниваемых значений мощности, $x_{уст}$ – установленная мощность электростанций.

- результат выбора Модуля «Арбитр ВИЭ» (A_{vieCO}) (2);

$$A_{vieCO} = \frac{P_{COx}}{T_x} * 100\% \quad (2)$$

где P_{COx} – число точек в отчетный период по группе, в которых по результату сравнения модулем «Арбитр ВИЭ» выбран прогноз модели Системы, T_x – общее количество точек в отчетном периоде по группе, в которых модулем «Арбитр ВИЭ» по СЭС/ВЭС, входящим в группу, использовалось прогнозное значение мощности.

V. АНАЛИЗ И ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ИУС «ВИЭ»

Сравнительная оценка качества прогнозирования производится в соответствии с применяемой методикой как отдельно по каждой станции СЭС и ВЭС, так и по группам станций. ВЭС и СЭС объединены в группы, образованные по принципу влияния электростанции на контролируемое сечение. Всего на текущий момент сформировано 15 прогнозируемых групп по СЭС и 10 групп по ВЭС. Состав групп строго регламентирован и любое его изменение производится по процедуре, определенной внутренними нормативными документами.

В таблице I представлены обобщенные по ОЭС результаты прогнозирования выработки по СЭС и ВЭС в ИУС «ВИЭ».

Таблица I. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВЫРАБОТКИ СЭС ПО ОЭС ИЮНЬ-ДЕКАБРЬ 2025 ГОДА

Прогнозирование СЭС					
Период	Метрики	ОЭС Юга	ОЭС Урала	ОЭС Сибири	ОЭС Средней Волги
Сентябрь (01.09-30.09.2025)	$MAPE_{cp}$	8,67	10,2	9,11	9,2
	$A_{vieCOcp}$	78,6%	100%	100%	95%
Октябрь (01.10-31.10.2025)	$MAPE_{cp}$	8,58	8,37	9,6	8,52
	$A_{vieCOcp}$	66,6%	100%	100%	67,5%
Ноябрь (01.11-30.11.2025)	$MAPE_{cp}$	8,04	8,39	7,51	6,72
	$A_{vieCOcp}$	80%	100%	91,4%	100%
Декабрь (01.12-31.12.2025)	$MAPE_{cp}$	4,43	2,66	4,92	4,18
	$A_{vieCOcp}$	96,2%	82,6%	100%	100%
Прогнозирование ВЭС					
Период	Метрики	ОЭС Юга	ОЭС Севера-Запада	ОЭС Средней Волги	
Сентябрь (01.09-30.09.2025)	$MAPE_{cp}$	8,63	9,3	8,05	
	$A_{vieCOcp}$	100%	100%	100%	
Октябрь (01.10-31.10.2025)	$MAPE_{cp}$	7,7	9,3	7,56	
	$A_{vieCOcp}$	100%	100%	100%	
Ноябрь (01.11-30.11.2025)	$MAPE_{cp}$	7,34	9,95	10,3	
	$A_{vieCOcp}$	100%	100%	100%	
Декабрь (01.12-31.12.2025)	$MAPE_{cp}$	4,18	6,98	9,47	
	$A_{vieCOcp}$	100%	100%	96,8%	

Средний процент выбора прогноза СО (A_{vieCO}) по ОЭС в качестве источника прогнозного графика в течении периода промышленной эксплуатации (сентябрь-ноябрь 2025 года) варьируются в диапазоне от ~ 80 % до 100 %.

В некоторых ОЭС наблюдается существенно меньший процент выбора прогнозов СО. Снижение обусловлено тем, что по некоторым группам, входящим в состав ОЭС, средняя абсолютная процентная ошибка прогноза ($MAPE$) модели Системы и прогноза собственника по станциям имеет схожие результаты (отличие не более 0,1%). Однако, применяемая Методика определила источником прогнозного графика, прогноз с наименьшей ошибкой.

Мероприятия, применяемые на сегодняшний день для улучшения качества прогнозов ИУС «ВИЭ»:

- Применение сезонных предиктивных моделей;
- Ансамбль моделей с динамическим выбором;
- Автоматическое переключение модели;
- Добавление в модель исторических значений максимальной мощности и скользящие признаки по мощности за предыдущие 2 часа, а также за 1, 2 и 7 суток.

VI. ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ СЭС И ВЭС, ОКАЗЫВАЮЩИЕ ВЛИЯНИЕ НА КАЧЕСТВО ПРОГНОЗОВ ИУС «ВИЭ»

На текущий момент прогнозы выработки собственников и системы для ВЭС заметно превосходят по качеству прогнозы для СЭС (таблица 1). Данные различия связаны с особенностями работы СЭС и ВЭС.

Особенности работы ВЭС

Во время выезда на объекты генерации ВЭС было установлено, что ветроагрегаты обладают высоким уровнем автоматизации с несколькими режимами автоматического управления нагрузкой по направлению ветра. Для прогнозирования передается ~14 сигналов телеметрии по каждой ветроэлектрической установке

(ВЭУ) отдельно, что обеспечивает высокий уровень информативности данных. При этом ВЭС оснащены автономными метеостанциями (анемометр) с которых передаются данные скорости ветра и температуры окружающей среды.

Однако, в ходе эксплуатации системы выявлено, что данные, получаемые с автономных метеостанций, приводят к возникновению ошибок низкой корреляции скорости ветра с фактической мощностью. Возникновение ошибки связано с местом установки анемометра, обычно отдельно стоящего, а не находящегося на ВЭУ.

Для устранения возникновения систематических ошибки и улучшения прогнозов было применено использование данных официальных метеостанций, а в качестве работ по перспективному развитию принята реализация расширения состава получаемой с объекта ВЭС телеметрии.

Особенности работы СЭС

Основные проблемы качества прогнозов и возникновения ошибок связаны с масштабами станций и большим количеством фотоэлектрических модулей (ФЭМ), что приводит к неоднородности генерации по участкам. Значение инсоляции измеряется и передается пиранометрами, установленных в плоскости панелей и земли, центра/границы электростанции. В то же время у собственника реализована возможность получения данных с поворотных камер на мачтах, в том числе о наличии и последствиях погодных явлений: пылевой бури, снегопада.

В ходе эксплуатации системы выявлено, что основные ошибки связаны с данными, получаемыми с пиранометров. К таким ошибкам относятся:

- Смещение пиков инсоляции и мощности в ясную погоду, связанное с неправильной установкой пиранометра (угол наклона пиранометра находится вне плоскости панели);
- Несовпадение абсолютных значений инсоляции и выработки, связанного углом падения тени на прибор вследствие стоящего сооружения или естественной преграды (дерева);
- Разнонаправленные изменения или низкая корреляция данных (\downarrow инсоляция при \uparrow мощности), связанные с неисправностью датчиков, наличием снежного покрова на панелях и/или на пиранометре

VII. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УЧЕТУ ОСОБЕННОСТЕЙ РАБОТЫ СЭС И ВЭС В ИУС «ВИЭ»

Автоматизировать обработку событий, указанных в VI разделе, не представлялось возможным в короткие сроки без установки и внедрения высокотехнологичного оборудования. Поэтому были разработаны регламентные процедуры, которые помогли организовать постоянно действующий процесс взаимодействия администраторов и аналитиков Системы, отвечающих за контроль качества прогноза в Системном Операторе, персонала в зоне ведения которого находятся объекты СЭС и непосредственного персонала на станциях.

В рамках этих процессов проводятся регулярные работы, в результате которых могут проходить донастройку как сами пиранометры, так и предиктивные модели станции, в конечном итоге улучшая качество прогноза.

Также специалисты, отвечающие за планирование графика выработки, могут исключать из перечня групп отдельные станции с стабильно плохими прогнозами.

Помимо всего прочего, в конце 2025 года в рамках процесса подключения новых объектов в контур прогнозирования были выявлены СЭС, оснащенные поворотными панелями, характеристики которых не соответствуют проектной документации. С точки зрения нормативной документации, система ввода нового объекта СЭС в России сейчас не предусматривает порядок заведения собственником в информационную модель детальной информации о типе установленных панелей. А с точки зрения развития информационной системы для таких станций необходима отдельная задача по созданию, обучению и отладки принципиально новых предиктивных моделей, которая может занимать от полугода до нескольких лет с учетом сезонности.

VIII. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Прогнозирование выработки электроэнергии объектов генерации ВИЭ — сложный многоступенчатый процесс, требующий одновременного совершенствования предиктивных моделей и качества телеметрии.

Промышленная эксплуатация ИУС «ВИЭ» продемонстрировала её как эффективный инструмент, обеспечивающий требуемый уровень качества прогнозирования выработки активной мощности СЭС и ВЭС для использования в оперативном планировании режимов энергосистемы. Высокая доля выбора прогнозов модели Системы в качестве источника плановых графиков, а также улучшение метрик за счёт целевой настройки и развития моделей подтверждают корректность выбранных подходов и демонстрируют потенциал дальнейшего развития ИУС «ВИЭ».

Прделанная работа по организации своевременного выявления проблем на уровне сбора и передачи информации позволила сократить время устранения ошибок; внедрение методик дало возможность использовать систему прогнозирования при низких значениях критериев качества по ряду объектов. В ряде направлений перспективного развития Системы предусмотрены планы по получению данных с высокоточных датчиков, что позволит проводить глубокий анализ качества прогнозов и корректности настройки предиктивных моделей.

Дополнительно, АО «СО ЕЭС» планирует провести анализ возможности использования алгоритмов прогнозирования на других горизонтах планирования – краткосрочном и среднесрочном (X+1, X+2, X+3, X+4)

Список литературы

- [1] Конкурсные отборы инвестиционных проектов ВИЭ // Официальный сайт. – URL:<https://reda.ru/industry/competitive-selection/> (дата обращения – 19.11.2025)
- [2] СИПР ЭЭС России на 2026-2031 годы // Официальный сайт. – URL: <https://www.so-eps.ru/future-planning/public-discussion-sipr/public-discussion-sipr-2026-2031/> (дата обращения – 19.11.2025)
- [3] Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г утверждённая распоряжением Президента РФ от 9 июня 2020 года №1523р

АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБРАБОТКИ КОНТРОЛЬНЫХ ЗАМЕРОВ И ИНТЕГРАЦИЯ ДАННЫХ В ЦИФРОВУЮ СИСТЕМУ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ

Копылов В.В., Гуськов А.С.

Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»

Горловка, ДНР, Россия

e-mail: Guskov-AS@dsrdu.so-ups.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Большинство сетевых компаний ведёт контрольные замеры в ручном режиме^ данные нагрузок, напряжений заносятся в таблицы и обрабатываются персоналом без использования специализированного программного обеспечения. Это приводит к необходимости повторного, многократного внесения информации в различные программные комплексы по обработке контрольных замеров и их замедлению. Таким образом вопрос создания легкого, доступного инструмента для формирования, расчёта и обработки контрольных ведомостей остаётся актуальным.

Материалы и методы: Использовался системный анализ существующих процессов обработки контрольных замеров.

Результаты: Спроектирована и предложена программа обработки контрольных замеров «ZamerSeti», сокращающая время обработки контрольного замера, исключающая многократный ввод данных, обеспечивающая автоматизированный обмен данными с аналитическими системами.

Выводы: ZamerSeti формирует основу цифровой экосистемы предприятия, повышая эффективность и надёжность управления электроэнергетической сетью. Автоматизация процессов способствует снижению влияния человеческого фактора и повышению достоверности расчётных данных, а интеграция с аналитическими комплексами СК-11 и RastrWin обеспечивает единое цифровое пространство для расчёта и управления сетью.

Ключевые слова: контрольные замеры, обработка данных, наблюдаемость сети, аналитический программный комплекс.

AUTOMATION OF CONTROL MEASUREMENTS AND DATA INTEGRATION INTO THE DIGITAL ELECTRIC NETWORK MANAGEMENT SYSTEM

Vladimir Kopylov, Alexandr Guskov

System Operator of the United Power System, Russia

Gorlovka, Russia

e-mail: Guskov-AS@dsrdu.so-ups.ru

Abstract

Background: Most network companies conduct control measurements manually – load data, voltage data are entered into tables and processed by personnel without the use of specialized software. This leads to the need for repeated, multiple entry of information into various software complexes for processing control measurements and their slowdown. Thus, the issue of creating an easy, accessible tool for the formation, calculation and processing of control sheets remains relevant.

Materials and methods: A system analysis of the existing processes of processing control measurements was used.

Results: ZamerSeti control measurement processing program has been designed and proposed, reducing the processing time of control measurements, eliminating multiple data entry, and providing automated data exchange with analytical systems.

Conclusions: ZamerSeti forms the basis of the enterprise's digital ecosystem, increasing the efficiency and reliability of power grid management. Process automation helps reduce the impact of human error and improves the accuracy of calculation data, while integration with CK-11 and RastrWin analytical systems provides a unified digital space for network calculation and management.

Key words: control measurements, data processing, network observability, and an analytical software package.

I. ВВЕДЕНИЕ

В электроэнергетике во время анализа режима электрической сети до сих пор широко применяется ручная обработка контрольных замеров. Такой подход требует значительных временных затрат, сопровождается риском ошибок при вводе данных и затрудняет их последующую систематизацию. Для повышения эффективности этих процессов требуется использование метода однократного ввода данных, которые реализуется в разрабатываемой программе «ZamerSeti». Данный программный комплекс (ПК) предназначен для подготовки к фиксации и занесения параметров электрической сети и последующей обработке результатов контрольного замера (КЗ). Задачи программы состоят в упрощении обработки данных КЗ, минимизации ручного ввода, стандартизации форматов.

II. АКТУАЛЬНОСТЬ РАЗРАБОТКИ В КОНТЕКСТЕ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ

Согласно Концепции цифровой трансформации 2030 ПАО «Россети», разработанной во исполнение указа Президента Российской Федерации Путина В. В. от 09.05.2017 №203 [1] (далее – Концепция), целью цифровой трансформации является изменение логики процессов и переход компании на риск-ориентированное управление на основе внедрения цифровых технологий и анализа больших данных. Среди ключевых задач Концепции – повышение эффективности деятельности и адаптивности энергетических компаний к новым вызовам. Одним из принципов Концепции является обеспечение наблюдаемости сетевых объектов и режимов их работы. Однако, по состоянию на 2025-2026 годы для значительной части распределительных сетей ЕЭС России, в том числе в сетях Донбасского региона, отсутствуют системы телеизмерений присоединений 6-10 кВ, что существенно ограничивает возможности оперативного контроля и анализа состояния оборудования.

В таких условиях достоверные данные о режимах работы можно получить только на основе контрольных замеров, выполняемых персоналом подстанций. Эти данные зачастую обрабатываются вручную с последующим внесением в различные, разрозненные ПК по расчету режимов электрической сети, управлению режимов, что, в итоге, снижает точность и оперативность анализа.

Для устранения данных недостатков требуется:

1. Реализовать возможность однократного ввода данных.
2. Осуществить автоматический ввод данных в программные комплексы обработки КЗ (RastrWin, СК-11).

Разработка программы ZamerSeti направлена на обеспечение выполнения указанных пунктов – создание инструмента, который обеспечивает автоматизированную обработку данных, тем самым

повышая наблюдаемость сетей даже при отсутствии телеизмерений.

Также, программа ZamerSeti строится на принципе Концепции об интеграции и объединении различных IT-систем на иерархических уровнях. Этот принцип направлен на создание единого цифрового пространства – совокупности взаимосвязанных информационных систем, баз данных и программных комплексов, обеспечивающих непрерывный обмен достоверными данными между всеми уровнями управления электроэнергетической системой. Это направление связано с повышением эффективности, снижением трудоёмкости рутинных операций и минимизации влияния человеческого фактора при обработке информации. Реализация программы позволяет решить данные проблемы за счёт автоматизации ключевых этапов процесса: от формирования унифицированных шаблонов ведомостей до автоматического расчёта недостающих параметров, формирования сводных отчётов и автоматической загрузки данных о нагрузках и режимах работы сетей в ПК.

ZamerSeti позволяет оптимизировать структуру управления технологическими процессами, что отражает основные принципы Концепции.

Формирование данных происходит на основе стандартизированных форматов предоставления данных:

- ГОСТ Р 58651.12-2025 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационного обмена и требования к цифровым информационным моделям электроэнергетических систем" (утв. и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 октября 2025 г. N 1298-ст);
- ГОСТ Р 58651.11-2024 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели для задач расчета установившегося режима и расчета токов короткого замыкания.

Стандарт ГОСТ Р 58651 [2] устанавливает требования к профилям информационных моделей и организации автоматизированного информационного обмена в электроэнергетике. А ПК ZamerSeti позволяет непосредственно выполнить автоматизированный информационный обмен в электроэнергетике между субъектами электроэнергетики на базе указанного стандарта с помощью `simxml` файла, содержащий параметры режима электрической сети. Разработанное информационное взаимодействие позволяет использовать `simxml` файл разными программами по обработке КЗ и исключить дублирование внесения информации о параметрах режима сети с использованием ручного ввода данных.

III. ФОРМИРОВАНИЕ ВЕДОМОСТЕЙ

Первый этап работы с программой состоит в формировании базы данных подстанций (ПС). Формируется конфигурация подстанций в соответствующем иерархическом редакторе, позволяющем задать следующие параметры подстанции: класс напряжения, шины, присоединения (линия электропередач/фидер), секционный выключатель, трансформатор, батарея синхронных компенсаторов. Сформированная конфигурация ПС представлена на рис.1.

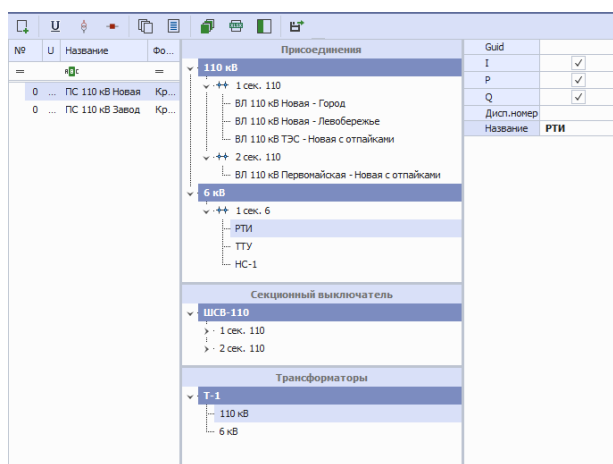


Рис 1. Сформированная конфигурация ПС в «ZamerSeti»

Формирование ведомостей с использованием «ZamerSeti» происходит в следующем алгоритме:

1. Создание шаблона. Программа автоматически формирует шаблон контрольной ведомости с необходимыми параметрами и расчётными полями, согласно настроенной конфигурации ПС. Пользователь выбирает форму ведомости, часы замеров. Шаблон соответствует форме требований правил предоставления информации [3].
2. Ввод данных персоналом подстанций. Рабочий персонал, выделенный для проведения снятия показаний, вносит результаты по показаниям приборов. Все поля имеют единый формат представления данных, что упрощает заполнение и снижает риск ошибок.
3. Перенос данных в электронный формат. Вносятся исходные данные КЗ с бумажного носителя в электронную таблицу Ведомость ПС (т.е. обеспечивается однократный ввод данных).
4. Автоматический расчёт. На основании сформированных электронных таблиц программа выполняет автоматические вычисления недостающих параметров по имеющимся данным (токи, мощности).
5. Формирование сводного отчёта. Результаты всех подстанций объединяются в единый Excel-файл.

Формирование отчёта происходит автоматически, что исключает ручную компиляцию и ускоряет подготовку данных.

6. Экспорт и интеграция. Готовый сводный файл можно напрямую загрузить в другие специализированные программы для анализа нагрузок и расчётов в электроэнергетических системах.

На рис. 2 представлена обобщенная схема разрабатываемого алгоритма.

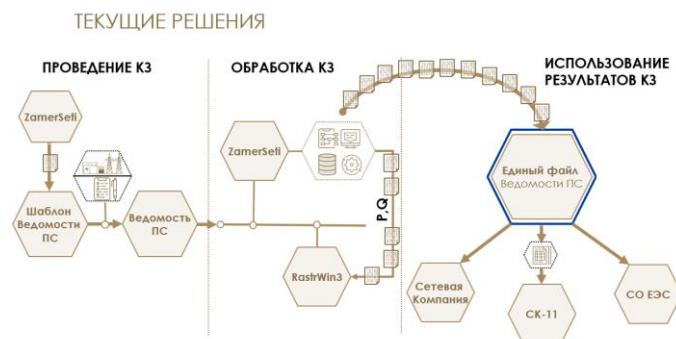


Рис 2. Общий процесс работы с ПК «ZamerSeti»

IV. РЕАЛИЗАЦИЯ ПРИНЦИПА ЦИФРОВОЙ СВЯЗАННОСТИ

Развитие функционала программы ZamerSeti логично продолжилось в направлении расширения взаимодействия с существующими расчётными и аналитическими программными комплексами. Это позволило перейти от локальной обработки контрольных замеров к созданию связанного цифрового процесса, где данные КЗ сразу становятся частью расчётной и аналитической моделей сети. Одним из ключевых шагов на этом этапе стала интеграция с программным комплексом СК-11 и RastrWin (программные комплексы предназначенные для расчёта и анализа режимов электрических сетей, используемые в электросетевых и проектных организациях для проверки установившихся режимов, расчёта потерь, анализа и оценки параметров/надёжности/устойчивости сети). Для интеграции с ПО RastrWin3 в процессе формирования конфигураций ПС необходимо заполнить строку с номером узла RastrWin, а для взаимодействия с СК-11 заполнить строку с GUID. Номер узла и GUID (параметры электросетевых объектов соответствующей программы) служат идентификаторами объектов к которым необходимо привязать нагрузочные параметры контрольного замера. Реализованный механизм обмена данными позволяет передавать результаты замеров и вычисленные программой параметры напрямую, без промежуточного ручного ввода и форматирования. На Рис.3 приведен пример ввода исходных данных в программе ZamerSeti, служащих для связи и объединения программных комплексов в одну системную среду.

Guid	BD24F4F4-52C1-4...
Дисп.номер	47
Класс напряжения	110 кВ
Название	1 СШ 110 кВ
Номер узла Растр	475376

Рис 3. Пример ввода исходных данных для последующей интеграции с другими программными системами

Такое взаимодействие обеспечивает автоматическую передачу актуальных данных о нагрузках и напряжениях в электрической сети, снижение вероятности ошибок при переносе информации, ускорение подготовки исходных данных для расчётов, повышение точности и достоверности расчётных моделей.

V. ПЕРСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ

Перспективы развития программного комплекса ZamerSeti напрямую связаны с дальнейшей цифровизацией процессов учета и анализа параметров электрических сетей. В условиях внедрения интеллектуальных систем учета электроэнергии возрастает потребность в программных решениях, способных не только аккумулировать данные измерений, но и обеспечивать их аналитическую обработку, в том числе с применением машинного искусственного интеллекта, визуализацию и передачу в различные системы управления технологическим процессом передачи и учета электрической энергии. В этом контексте разрабатываемые решения могут рассматриваться как промежуточное и прикладное звено между первичными измерительными устройствами и автоматизированными системами коммерческого и технического учета электроэнергии. Одним из перспективных направлений развития программы является организация взаимодействия с АСКУЭ и АСТУЭ. Предполагается, что в дальнейшем может быть реализована возможность передачи результатов измерений из АСКУЭ и АСТУЭ, а также данных телеметрии из АСУ ТП подстанций в ПК ZamerSeti для их последующей обработки и анализа. Использование информации о режимах работы сети, нагрузках и параметрах качества электроэнергии позволило бы сопоставлять данные централизованного учета с результатами локальных замеров и повышать информативность аналитических выводов. Реализация разностороннего обмена данными рассматривается как потенциальный шаг, направленный на повышение эффективности эксплуатации электроустановок, снижение потерь электроэнергии и поддержку принятия оптимальных технических решений.

VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Новизной предлагаемого решения является разработанный метод однократного ввода данных с созданием нового программного продукта, функционал которого будет востребован во взаимоотношениях с субъектами электроэнергетики. Метод однократного ввода данных позволяет для магистральных и распределительных электрических сетей, системного оператора, Минэнерго на базе новых стандартов ГОСТ Р 58651 с использованием IT инструментов изменить деловые процессы взаимоотношений субъектов электроэнергетики, оптимизируя потоки обработки данных, повышая их оперативность, точность и глубину решаемых задач.

Переход от ручной обработки контрольных замеров к автоматизированной системе с использованием АСКУЭ, АСТУЭ, телеметрии позволяет существенно повысить качество и оперативность работы с данными. Реализованная цифровая обработка и последующая интеграция с расчётно-аналитическими комплексами обеспечивают непрерывность информационного потока – от измерений на объектах до анализа и планирования на уровне предприятия. В результате контрольные замеры становятся полноценным цифровым ресурсом, доступным для моделирования и анализа режимов работы сети. Таким образом, программа ZamerSeti становится не просто инструментом автоматизации контрольных замеров, а элементом единой цифровой экосистемы предприятия, обеспечивая наблюдаемость электрической сети, интеграцию исходных данных с другими аналитическими системами и повышение эффективности обработки данных КЗ.

Список литературы

- [1] Концепция «Цифровая трансформация 2030», разработанная во исполнение указов Президента Российской Федерации Путина В.В. от 09.05.2017 № 203 «О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017 - 2030 годы» и от 07.05.2018 № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года».
- [2] Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 58651.1-2019 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Основные положения" (утв. и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 ноября 2019 г. N 1103-ст) (с изменениями и дополнениями)
- [3] Приказ Министерства энергетики РФ от 20 декабря 2022 г. N 1340 "Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике"

ПОВЫШЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ СЕТИ ЗА СЧЕТ ИННОВАЦИОННОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КАНАЛОВ ДИСТАНЦИОННОГО УПРАВЛЕНИЯ

Костин А.П.
Филиал АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ
Владивосток, Россия
e-mail: kostinlesha2704@mail.ru.

Аннотация

Состояние вопроса: В связи с рядом изменений в действующее законодательство в сфере электроэнергетики, а именно в части Федерального закона от 13.07.2024 № 185-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и отдельные законодательные акты Российской Федерации», а также соответствующие изменения в ряд подзаконных актов, активно обсуждаются вопросы перспективного использования технологии дистанционного управления из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» для оптимизации и расширения области допустимых электроэнергетических режимов работы энергосистем. Ввиду того, что внедрением и контролем реализации дистанционного управления в Единой энергетической системе России занимается Системный оператор, данный вопрос часто является актуальной повесткой на технических совещаниях различного уровня в АО «СО ЕЭС».

Материалы и методы: Используется метод имитационного моделирования.

Результаты: В качестве примера была приведена операционная зона Приморского РДУ, которая характеризуется самым большим количеством объектов с дистанционным управлением в Единой энергетической системе России – 14, а также низкой пропускной способностью электрической сети. Предложено принципиально новое применение каналов дистанционного управления, которое заключается в реализации функции такой противоаварийной автоматики как АОПО в условиях отсутствия традиционного противоаварийного управления, что в свою очередь приводит к повышению пропускной способности сети.

Выводы: Для оптимизации и расширения области допустимых электроэнергетических режимов работы энергосистем были предложены новые принципы использования технологии дистанционного управления, которые с учетом тенденции развития данной технологии в Единой энергетической системе России, функционирования аппаратно-технических средств в диспетчерском центре, таких как ЦСПА и СМЗУ, дают возможность увеличить пропускную способность сети.

Ключевые слова: дистанционное управление, ЦСПА, СМЗУ, противоаварийная автоматика, цифровая трансформация.

INCREASING NETWORK CAPACITY THROUGH INNOVATIVE USE OF REMOTE CONTROL CHANNELS

Aleksey Kostin
Branch of the SO UPS, JSC «Primorsky Regional Dispatch Office»
Vladivostok, Russia
e-mail: kostinlesha2704@mail.ru

Abstract

Background: Due to a number of changes to current legislation since the entry into force of Federal Law No. 185-FZ of July 13, 2024, "On Amendments to the Federal Law 'On Electric Power Industry' and Certain Legislative Acts of the Russian Federation," as well as numerous bylaws, the prospective use of remote control technology from the dispatch centers of JSC SO UES to optimize and expand the range of permissible operating modes for power systems is being actively discussed. Given that the System Operator is responsible for the implementation and monitoring of remote control in the Unified Energy System of Russia, this issue is often a topical issue at technical meetings at various levels at JSC SO UES.

Materials and Methods: The method of simulation modeling was used.

Results: The Primorsky Regional Dispatch Office's operational zone was cited as an example. It has the largest number of remotely controlled facilities (14) and low electrical network throughput. A fundamentally new remote control system was

proposed, which would technically implement the functions of emergency response automation such as the AOPO in the absence of traditional cross-sectional emergency control, thereby increasing throughput.

Conclusions: In order to optimize and expand the range of permissible electric power operating modes of power systems, new principles for the use of remote control technology have been proposed. These principles, taking into account the development trends of remote control technology in the Unified Energy System of Russia, the operation of hardware and technical means in the control center that provide analysis of current and post-emergency modes of the electric power system, or digital systems that increase the range of use of the transmission capacity of the electric network, will make it possible to increase the transmission capacity in certain sections.

Key words: remote control, central control system, automatic control system, emergency response system, digital transformation.

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время развитие технологии дистанционного управления – это задача по цифровой трансформации экономики нашей страны в рамках Национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации», реализация которой стоит перед государством. В энергетической стратегии [1], в Единой энергетической системе России запланирован переход на полностью автоматическое дистанционное управление режимами работы сетевых объектов 220 кВ и выше, а также объектов генерации 25 МВт и выше к 2035 году, что фактически обязывает все субъекты электроэнергетики при строительстве и модернизации объектов электроэнергетики реализовывать возможность управления оборудованием при помощи дистанционного управления (далее – ДУ).

Задачи, поставленные в Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 года, сохранились и в обновленной стратегии до 2050 года. Это показывает значимость данной «реформы» в отрасли электроэнергетики.

В 2024 году был опубликован Федеральный закон [2], который вступил в силу с 1 сентября 2024 года. Подписание данного документа закрепило необходимость цифровой трансформации отрасли. В нем были опубликованы новые обязательные требования к организации и осуществлению ДУ из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» (далее – ДЦ) технологическими режимами работы энергетического (в т.ч. активной и реактивной мощностью) и электросетевого оборудования, а также его эксплуатационным состоянием. Также [2] устанавливает требования к управлению по ДУ устройствами РЗА объектов электроэнергетики. В развитие данного закона были внесены изменения в ряд важных для оперативно диспетчерского управления подзаконных актов [3, 4, 5, 6, 7, 8].

Данные изменения в нормативно-техническую документацию открывают перед субъектом оперативно-диспетчерского управления новую эпоху решения задач диспетчерского управления при организации дистанционного управления из ДЦ на основе самых современных средств.

II. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

Технология ДУ из ДЦ в настоящее время даёт различные преимущества как при управлении режимом

работы электроэнергетической системы, так и при управлении технологическим режимом работы оборудования объектов электроэнергетики, начиная от повышения безопасности оперативного персонала и заканчивая сокращением стоимости электроэнергии за счет оптимизации режимов работы энергосистемы.

Помимо основных задач выполняемых по каналам ДУ, закрепленных в типовых принципах переключений при осуществлении дистанционного управления оборудованием, устройствами РЗА подстанций и электростанций, определенных соглашением между АО «СО ЕЭС» и субъектами электроэнергетики, в настоящее время по ДУ реализуются следующие задачи:

- Ввод графиков временного отключения (ГВО). Данное решение прошло успешные испытания в Филиале АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ в 2024 году, где одним из первых в стране была реализована возможность по вводу ГВО посредством каналов ДУ из ДЦ [9], было тиражировано в 2025 году, а также в 2026 году планируется распространить еще на 75 филиалов и дочерних обществ ПАО «Россети» по всей территории России от Дальневосточного федерального округа до Южного федерального округа. Для правового регулирования АО «СО ЕЭС» разработан проект ГОСТа «Требования к дистанционному вводу в действие графиков временного отключения потребления путём автоматизированной передачи диспетчерских команд на введение таких графиков из диспетчерских центров в автоматизированные системы технологического управления центров управления сетями сетевых организаций» и организована процедура его публичного обсуждения.

- доведение плановой мощности до электростанций (СДПМ).

- дистанционное управление из ДЦ активной и реактивной мощностью солнечных и ветровых электростанций (СЭС и ВЭС).

В Единой энергетической системе России задача внедрения ДУ и его контроля возложена на Системный оператор, что помогло уже сейчас добиться значительного продвижения в реализации ДУ как в электросетевом комплексе, так и начать работу в этом направлении в генерации.

В рамках протокола технического совещания с руководителями ТФБ АО «СО ЕЭС», в котором стояла задача по сбору предложений о возможности перспективного использования технологий ДУ для целей реализации мероприятий по расширению области

допустимых режимов работы энергосистем, в том числе с учетом алгоритмов функционирования ЦСПА и СМЗУ уже были предложены варианты использования технологии ДУ для автоматического регулирования напряжения, изменения положения РПН, автоматического изменения генерации, отключения ЛЭП в различных аварийных режимах и т.д. [10].

В рамках реализации иных способов использования каналов ДУ рассмотрим реализацию управляющих воздействий по каналам ДУ из ДЦ, выполняющих действия противоаварийной автоматики на деление электрической сети, отключение нагрузки (к примеру, при перегрузке ЛЭП свыше ДДТН/АДТН на основе данных телеметрии, реализовывать дистанционное автоматическое отключение выключателей на энергообъектах, тем самым выполняя функции АОПО).

III. ПРИМЕРЫ

Операционная зона Приморского РДУ на 2025 год является энергосистемой с самым большим количеством подстанций, где реализовано ДУ из ДЦ – 14 подстанций. В связи с вводом в эксплуатацию в конце 2025 года ПС 500 кВ Варяг, в ближайшее время количество подстанций с ДУ в ОЗ Приморского РДУ увеличится до 15, а количество линий электропередач, вывод в ремонт которых осуществляется с помощью ДУ, вырастет в два раза.

Учитывая высокую степень цифровизации, при отсутствии противоаварийного управления в энергорайоне г. Владивостока, можно реализовать дополнительные мероприятия по повышению пропускной способности электрической сети в части реализации такой функции противоаварийной автоматики как АОПО по каналам ДУ, при соответствующих изменениях в ряд нормативно-технической документации.

Предлагается использовать каналы ДУ для реализации функций ПА следующим образом:

В энергорайоне г. Владивостока на транзите 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Волна пропускная способность ВЛ 110 кВ Волна – Чайка выше, чем пропускная способность КВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел (рис.1), а в связи с тем, что точка потококораздела находится на ПС 110 кВ Спутник, в зимний период после аварийного отключения ВЛ 110 кВ Волна – Чайка превышает АДТН КВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел. В условиях отсутствия противоаварийной автоматики (АОПО), на ПС 110 кВ Спутник по команде диспетчера ДЦ, по ДУ из сетевой организации делается превентивный разрыв, для исключения превышения АДТН КВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел, в соответствии с Положением по управлению режимами Приморского РДУ (далее – ПУР).



Рис. 1. Пропускная способность ВЛ в энергорайоне г. Владивостока

Предлагается по каналам ДУ из ДЦ Приморского РДУ, через сетевую организацию реализовать функцию АОПО на деление сети, т.е. при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Волна – Чайка, в случае превышения АДТН КВЛ 110 кВ

Артемовская ТЭЦ – Промузел по каналам ДУ автоматический делать разрыв транзита 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Волна на ПС 110 кВ Спутник, тем самым не осуществляя превентивного разрыва сети для возможного послеаварийного режима, когда по схемно-режимной ситуации он требуется, но недопустим для обеспечения резервов в послеаварийном режиме.

Дополнительно можно отметить, что в сечениях регулируемых Приморским РДУ «1 сечение г. Владивостока», «2 сечение г. Владивостока», «3 сечение г. Владивостока», уже сейчас реализуются мероприятия по повышению пропускной способности электрической сети, что позволило в конце 2025 года ввести в промышленную эксплуатацию СМЗУ в данных сечениях, которая ведет расчет МДП на основании актуальной схемно-режимной ситуации как из ОИК ДЦ, так и на основании телеметрии с объектов электроэнергетики, а разрыв транзита 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Волна ведет к дополнительному увеличению пропускной способности сети в некоторых режимах (рис. 2).

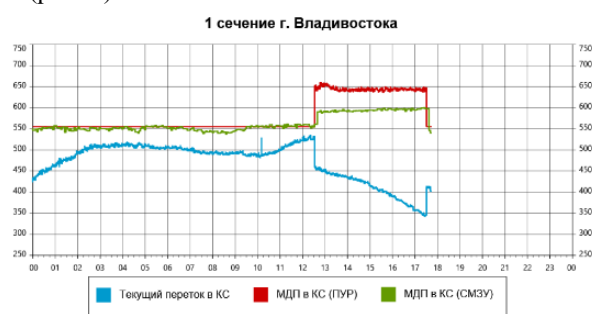


Рис. 2. Расчет МДП СМЗУ после разрыва транзита 110 кВ

Так, разрыв транзита 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Волна был сделан в 12-32, а замкнут транзит в 17-32, в это время МДП в 1 сечении г. Владивостока на основании расчета СМЗУ был увеличен на 96 МВт.

Поэтому, в связи с отсутствием резерва на загрузку генерирующего оборудования, и с целью экономии моторесурса Восточной ТЭЦ, с иностранными газотурбинными установками LM6000 производства General Electric (США) (далее – ГТУ), помимо реализации функции АОПО, предлагается дополнительно реализовать возможность повышения пропускной способности сети с учетом функционирования алгоритмов ЦСПА и СМЗУ на деление сети.

К примеру, возьмем 1 и 3 сечение г. Владивостока, сетевые элементы входящие в эти сечения, а также максимально допустимый переток (далее – МДП) показаны на рис. 3.

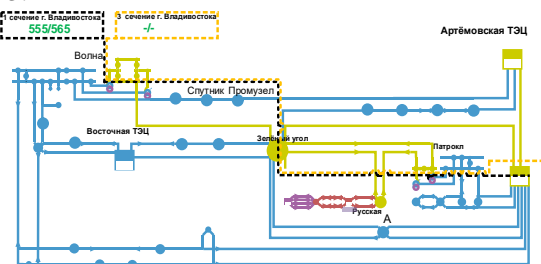


Рис. 3. Состав сечения и МДП в «1 сечение г. Владивостока» и «3 сечение г. Владивостока» в нормальной схеме

При определенной схемно-режимной ситуации, в нормальной схеме в 1 сечении г. Владивостока МДП = 555 МВт на температуру -5 градусов.

Деление сети на ПС 110 кВ Спутник приводит к увеличению МДП в 1 сечении г. Владивостока с 555 до 601 МВт, а также исключает из сечения переток по ВЛ 110 Артемовская – ТЭЦ – Промузел, что в свою очередь повышает пропускную способность сети как в соответствии с ПУР, так и на основе расчета СМЗУ (рис 4.).

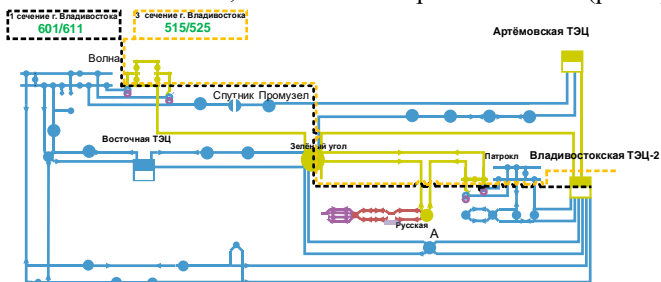


Рис. 4. Схема сети и МДП после выполнения деления сети

Также, в данной схемно-режимной ситуации, с учетом разрыва транзита 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Волна на ПС 110 кВ Спутник, увеличивается резерв за сечениями после нормативного возмущения.

Данное решение в свою очередь приведет к экономии моторесурса Восточной ТЭЦ, а в условиях его исчерпания, в совокупности с ростом потребления электроэнергии, позволит исключить ввод графиков аварийного ограничения потребления электрической энергии и мощности.

Реализацию аналогичного автоматического деления сети, на основе расчета исходного и послеаварийного режима соответствующими аппаратно-техническими средствами, возможно делать на любой подстанции где имеется ДУ.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Учитывая тенденцию развития электроэнергетической отрасли, а также государственную задачу по «цифровой трансформации» электроэнергетической отрасли в части внедрения дистанционного управления из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС», появляется возможность при помощи технологии дистанционного управления дополнительно реализовать функции противоаварийного управления, за счет чего повысить пропускную способность контролируемых и регулируемых сечений. Затраты на реализацию такого вида противоаварийного управления будут ограничиваться установкой аппаратно-технических средств в диспетчерском центре, которые обеспечивают анализ текущих и послеаварийных режимов электроэнергетической системы (ЦСПА), либо систем, расширяющих диапазон использования пропускной способности сечений с учетом схемно-режимной ситуации, сложившейся в каждый момент времени (СМЗУ), а также

иных аппаратно-технических средств, реализующих управляющие воздействия из ДЦ.

В свою очередь, установка таких аппаратно-технических средств в диспетчерском центре скажется положительно как с точки зрения надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей, безопасной эксплуатации электростанций с низким запасом моторесурса иностранных газотурбинных установок, так и при настройке алгоритмов работы ПА и контроле их функционирования, а также будет полезна с точки зрения накопления базы данных параметров аварийных режимов с их последующим анализом и оперативной корректировке алгоритмов работы ПА.

Список литературы

- [1] Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года [Текст]: Распоряжение Правительства от 09.06.2020 N 1523-р (ред. от 15.02.2025).
- [2] Об электроэнергетике [Текст]: Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ.
- [3] Об утверждении критериев наличия технической возможности реализации дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и порядка определения наличия указанной технической возможности, а также обязательного минимального состава оборудования и устройств объектов электроэнергетики, в отношении которых осуществляется дистанционное управление из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике [Текст]: Постановление Правительства РФ от 04.12.2024 № 1712.
- [4] Об определении объема реконструкции объектов электроэнергетики, при выполнении которой создается техническая возможность реализации дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике [Текст]: Приказ Минэнерго России от 07.11.2024 № 2197.
- [5] Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации [Текст]: Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 № 937.
- [6] Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике [Текст]: Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 854.
- [7] О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации [Текст]: Постановление Правительства РФ от 08.08.2024 № 221.
- [8] О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок [Текст]: Постановление Правительства РФ от 27.12.2024 № 1937.
- [9] Гусятников, П. В дистанционном режиме / П. Гусятников // Вести в электроэнергетике. – 2025. – № 2(136). – С. 22-25. – EDN BWTGJC.
- [10] Костин, А.П. // Материалы Всероссийской научно-практической конференции Энергетика Дальнего Востока, 20-21 октября 2025 года. Владивосток: Дальневосточный Федеральный университет, 2025.

АРХИТЕКТУРА ЦИФРОВОЙ ПЛАТФОРМЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ КОМПАНИИ ДЛЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ С ПОТРЕБИТЕЛЯМИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ И УПРАВЛЯЮЩИХ СИСТЕМ

Красько М.Д.

ФГБОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»

Ставрополь, Россия

e-mail: kraskomakar@gmail.com

Аннотация

Состояние вопроса: Современная электроэнергетическая отрасль характеризуется стремительным внедрением цифровых сервисов и технологий. Отдельную нишу занимают программные решения, ориентированные на электросетевой комплекс. Несмотря на широкий спектр используемых решений, их применение носит фрагментарный характер: программы, осуществляющие выполнение технологических, корпоративных и клиентских процессов, часто не интегрированы между собой, хотя их реальные физические процессы требуют согласованного обмена данными. В условиях роста количества цифровых продуктов и усложнения операций электросетевых компаний, становится очевидной необходимость разработки единой архитектуры цифровой платформы, обеспечивающей совместимость сервисов, прозрачность процессов и формирование целостной цифровой структуры их взаимодействия.

Материалы и методы: Исходными данными для работы послужили материалы и функциональные возможности действующих цифровых решений, которые применяются в электросетевых компаниях.

Результаты: С учётом действующих сервисов и программных решений сформирована одна из возможных архитектур единой цифровой платформы, обеспечивающая их взаимодействие и согласованную работу.

Выводы: Предложенная архитектура единой цифровой платформы демонстрирует, что интеграция существующих сервисов позволяет обеспечить согласованную работу технологических, корпоративных и клиентских процессов, а также повысить эффективность функционирования электросетевого комплекса.

Ключевые слова: клиентские процессы, геоинформационные системы, управляющие системы, интеграция цифровых сервисов и процессов, архитектура цифровой платформы.

ARCHITECTURE OF A DIGITAL PLATFORM FOR A POWER GRID COMPANY FOR CONSUMER INTERACTION USING GEOGRAPHIC INFORMATION AND CONTROL SYSTEMS

Makar Krasko

North-Caucasus Federal University,

Stavropol, Russia

e-mail: kraskomakar@gmail.com

Abstract

Background: The modern electric power industry is characterized by the rapid introduction of digital services and technologies. A separate niche is occupied by software solutions focused on the electric grid complex. Despite the wide range of solutions used, their application is fragmented: programs that carry out technological, corporate, and client processes are often not integrated with each other, although their real physical processes require coordinated data exchange. As the number of digital products increases and the operations of electric grid companies become more complex, it becomes necessary to develop a unified digital platform architecture that ensures the compatibility of services, transparency of processes, and the formation of a holistic digital structure for their interaction.

Materials and methods: The work was based on the materials and functionality of existing digital solutions used by electric grid companies.

Results: Taking into account existing services and software solutions, one of the possible architectures of a unified digital platform has been formed, ensuring their interaction and coordinated operation.

Conclusions: The proposed architecture of a unified digital platform demonstrates that the integration of existing services allows for the coordinated operation of technological, corporate, and customer processes, as well as for improving the efficiency of the electric grid complex.

Key words: customer processes, geographic information systems, control systems, integration of digital services and processes, architecture of a digital platform.

I. ВВЕДЕНИЕ

На текущем этапе развития электроэнергетическая отрасль находится в тесной связи со стремительным распространением цифровых сервисов и технологических решений, которые формируют устойчивые ассоциации с такими концепциями, как Smart Grid, цифровая подстанция, интеллектуальные сети, цифровые двойники, виртуальный помощник и так далее. Их применение существенно облегчает выполнение широкого круга задач и повышает эффективность операционной деятельности.

Каждое звено энергетической отрасли – организация, предприятие или подразделение – располагает собственным набором цифровых решений, обеспечивающих выполнение технологических, корпоративных и клиентских функций. При этом цифровые сервисы должны не только решать локальные задачи, но и иметь возможность взаимодействовать между собой, когда того требует физический технологический процесс. В качестве примера рассмотрим деятельность электросетевой компании. Ее клиентский контур пересекается с технологическим в части выполнения процедуры технологического присоединения. Схожую параллель можно провести и при оповещении о плановых отключениях, которые напрямую связаны с графиком ремонтов и обслуживанием оборудования. Такие сопряжённые процессы формируют основу, которую в цифровой среде можно интерпретировать как единую архитектуру, программную формализацию или экосистему взаимодействующих модулей.

Если распространить эту аналогию на все ключевые функции энергокомпаний и учесть бурный рост корпоративных и коммерческих цифровых разработок на рынке электроэнергетики, становится очевидно, что для эффективного функционирования разнородных решений необходима единая архитектура цифровой платформы. Она должна обеспечивать прозрачный обмен данными, согласованность процессов и интеграцию различных программных продуктов, формируя их целостность.

II. АНАЛИЗ ТЕКУЩИХ РЕШЕНИЙ В МИРОВОЙ ПРАКТИКЕ

Современная научная литература подчёркивает, что цифровизация электросетевого комплекса предполагает не только внедрение отдельных приложений и цифровых решений, относящихся к геоинформационным и управляющим системам, но и формирование согласованной архитектуры, обеспечивающей интероперабельность, сквозной обмен данными и управление жизненным циклом сервисов. Ключевыми направлениями исследований в данной области являются анализ барьеров цифровизации, формализация

архитектурных моделей и изучение практики применения программных решений в электроэнергетике.

Так, авторы работы [1] выделяют четыре ключевые группы барьеров цифровизации распределительных сетей. К техническим барьерам отнесены несовместимость оборудования различных производителей, использование устаревших стандартов связи и отсутствие единых моделей данных, что существенно ограничивает интероперабельность цифровых решений. Организационные барьеры связаны с отсутствием целостной стратегии цифрового развития, низким уровнем цифровой зрелости персонала и фрагментированностью ИТ-ландшафта сетевых компаний. Регуляторные ограничения обусловлены неопределённостью требований к обработке данных, кибербезопасности и ответственности участников цифровых экосистем. Экономические барьеры выражаются в высокой капиталоемкости цифровых проектов и неопределённости их долгосрочной окупаемости. В качестве одного из ключевых выводов исследования подчёркивается необходимость перехода от точечных цифровых решений к унифицированной архитектуре цифровой платформы, обеспечивающей стандартизированный обмен данными и согласованное взаимодействие всех подсистем электросетевой компании.

На уровне архитектурных подходов в качестве эталонных рекомендаций широко используются модели типа IEC Smart Grid Architecture Model (SGAM) [2], предлагающие многоуровневую декомпозицию цифровых систем на функциональный, информационный и технологический уровни и служащие методологической основой для проектирования сквозных цифровых платформ. Такое предствление позволяет связать организационные и регуляторные аспекты деятельности энергокомпаний с конкретными техническими средствами, программными решениями и протоколами обмена данными.

Практические исследования демонстрируют реальные примеры интеграции геоинформационных систем (ГИС) с функциями расчёта и координации защит [3], что подтверждает возможность использования веб-ориентированных ГИС в качестве связующего уровня между аналитическими, расчётными и управляющими модулями. Зарубежный опыт при этом характеризуется высоким уровнем платформенной зрелости. Такие решения, как «Kraken Technologies» [4] и «Enode» [5], демонстрируют потенциал единой цифровой архитектуры, основанной на развитом API-слое и микросервисном подходе для масштабируемого управления клиентскими аккаунтами и распределёнными энергетическими ресурсами. Их архитектурный подход ориентирован на сквозную интеграцию данных от потребителей, устройств

учёта и распределённых источников энергии, что позволяет автоматизировать процессы биллинга, управления нагрузкой и взаимодействия с клиентами в режиме реального времени. Кроме того, использование открытых интерфейсов и сервисно-ориентированных механизмов обеспечивает гибкость расширения функциональности платформ и упрощает подключение сторонних приложений и устройств, включая электромобили, накопители энергии и системы «умного дома». Практика внедрения данных платформ подтверждает эффективность перехода от изолированных программных решений к экосистемному подходу, при котором цифровая платформа выступает единым центром управления как клиентскими, так и технологическими процессами в распределённых энергосистемах.

В отечественной практике цифровизация электросетевых компаний реализуется преимущественно через развитие корпоративных экосистем и отраслевых порталов. В частности, компания ПАО «Россети» [6] развивает комплекс клиентских и операционных цифровых

сервисов, включая мобильное приложение «Россети», сервис «Сигнал» и портал технологического присоединения, направленные на автоматизацию клиентских процессов и сокращение сроков административных процедур. Проведённый анализ подчёркивает целесообразность перехода от множества разрозненных программных решений к модульной, стандартизированной и сервисно-ориентированной архитектуре цифровой платформы, обеспечивающей согласованную работу технологических, корпоративных и клиентских процессов электросетевого комплекса.

III. АРХИТЕКТУРА ЦИФРОВОЙ ПЛАТФОРМЫ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ КЛИЕНТСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Исходя из проведенного обзора и существующей проблематике было сформировано одно из возможных архитектурных решений для взаимодействия с потребителями с применением геоинформационных и управляющих систем, отображенное на рис. 1.

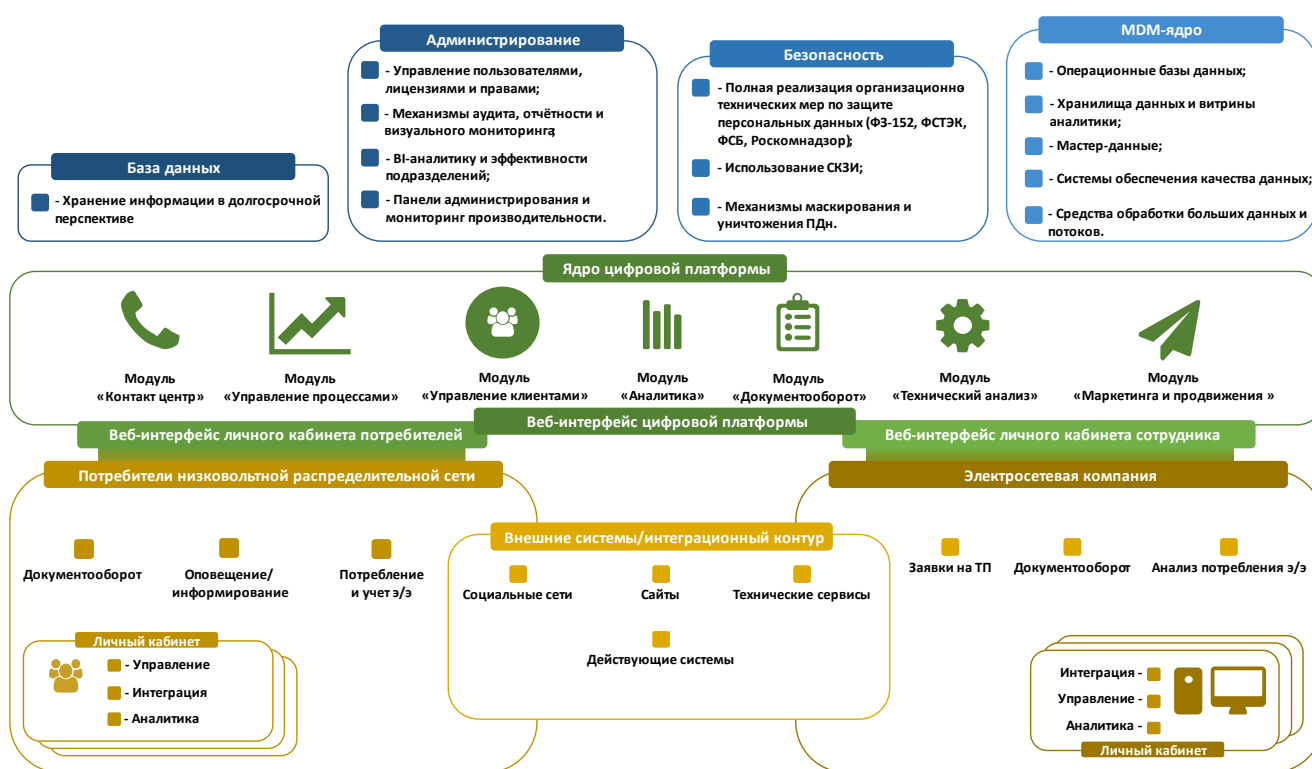


Рис. 1. Архитектурное решение для создания цифровой платформы с целью управления клиентскими процессами потребителей

Архитектура строится по принципам модульности, интеграционной совместимости и масштабируемости. В её структуре можно выделить несколько взаимосвязанных логических уровней – пользовательский контур, прикладное ядро, интеграционный слой, а также систему управления данными и безопасности. Такое разделение обеспечивает гибкость, возможность адаптации к различным организационным и техническим условиям, а также поэтапное развитие платформы без необходимости полной перестройки ИТ-инфраструктуры компании.

Одной из составляющих выступает пользовательский контур, который объединяет веб-интерфейсы личных кабинетов потребителей и сотрудников электросетевой компании. Через личный кабинет потребитель может

подавать заявки на технологическое присоединение, обращаться с вопросами и жалобами, отслеживать статусы заявок, получать уведомления об отключениях, анализировать своё энергопотребление и обмениваться документами в электронном виде. Со стороны электросетевой компании предусмотрен личный кабинет сотрудника, предназначенный для обработки обращений, ведения документооборота, мониторинга выполнения процессов, формирования отчётности и взаимодействия с внешними системами. Такое двустороннее взаимодействие обеспечивает омниканальность обслуживания и прозрачность клиентских процессов.

Ключевым элементом архитектуры выступает прикладное ядро цифровой платформы. Оно включает

модули, отвечающие за управление процессами, клиентскими данными, документооборотом, аналитикой и техническим анализом. Модуль «Контакт-центр» обеспечивает регистрацию обращений и интеграцию с телефонией, модуль «Управление процессами» автоматизирует маршрутизацию заявок и контроль выполнения условий соглашения об уровне обслуживания (SLA), а модуль «Управление клиентами» формирует единый реестр потребителей и хранит историю их взаимодействий с компанией. Подсистема «Документооборот» предназначена для юридически значимого обмена файлами, договорными актами и заявками с поддержкой электронной подписи. Модуль аналитики позволяет формировать дашборды, отчёты и показатели эффективности, а модуль маркетинга – проводить опросы и управлять коммуникационными кампаниями. В совокупности эти компоненты образуют функциональное ядро, управляющее клиентским циклом и обеспечивающее выполнение ключевых бизнес-процессов сетевой компании.

Важную роль играет интеграционный слой, обеспечивающий обмен данными между цифровой платформой и внешними системами. Его основой может выступать единое интеграционное решение (ЕИР) или корпоративная шина данных. Через интеграционный контур возможна связь с системами технологического присоединения (КИСУ «ОПОРА», портал ТП.РФ), системами учёта электроэнергии и биллинга, корпоративными системами электронного документооборота, аналитическими сервисами и контакт-центром, а также геоинформационными системами. Использование унифицированных API и форматов обмена (REST, JSON, XML) делает возможным поэтапное подключение различных систем без изменения структуры платформы и упрощает её масштабирование.

Управление информацией и данными реализуется через централизованное MDM-ядро, которое аккумулирует эталонные сведения о клиентах, объектах сетевой инфраструктуры и услугах. Оно обеспечивает хранение и синхронизацию мастер-данных, контроль качества и устранение дубликатов, а также ведение нормативно-справочной информации. Консолидация данных формирует достоверную основу для аналитики и позволяет использовать агрегированные сведения в процессах управления и прогнозирования.

Особое внимание в архитектуре уделяется блоку анализа потребления электроэнергии. Данный компонент объединяет функции сбора и обработки данных из систем учёта (ИСУЭ, АМІ), анализа профилей нагрузки и выявления нетипичных режимов. С помощью алгоритмов машинного обучения (например, XGBoost, LSTM) в качестве примера возможных методов анализа может осуществляться прогнозирование потребления, определение вероятности перегрузок и выявление аномалий, связанных с несанкционированным потреблением. Аналитические результаты отображаются в виде дашбордов, карт потерь и отчётов, позволяя компании своевременно реагировать на риски и повышать энергоэффективность распределительных сетей.

Неотъемлемой частью предлагаемой архитектуры является система информационной безопасности и

администрирования. Она предусматривает применение сертифицированных средств криптографической защиты информации, шифрование каналов связи, ролевое разграничение доступа (RBAC), аудит действий пользователей и механизмы уничтожения персональных данных в соответствии с требованиями законодательства. Подсистема администрирования включает инструменты для управления пользователями, настройки прав доступа и мониторинга эффективности работы платформы.

В совокупности предложенная архитектура описывает концептуальную модель, способную объединить потребителей, электросетевую компанию и внешние сервисы в едином цифровом пространстве. Её реализация создаёт предпосылки для повышения прозрачности клиентского обслуживания, оптимизации внутренних процессов, интеграции с существующими корпоративными решениями и внедрения интеллектуальных инструментов анализа потребления электроэнергии. Такая единая система может стать технологической основой для дальнейшего развития цифровых сервисов электросетевых компаний.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенная архитектура цифровой платформы демонстрирует возможность комплексной интеграции геоинформационных, управляющих и клиентских сервисов в рамках единой экосистемы электросетевой компании. Модульный и сервисно-ориентированный подход обеспечивает согласованную работу технологических, корпоративных и клиентских процессов, повышает прозрачность взаимодействия с потребителями и создаёт условия для внедрения интеллектуального анализа данных потребления электроэнергии.

Перспективы дальнейшего развития данного направления связаны с интеграцией технологий искусственного интеллекта и предиктивной аналитики для автоматического выявления аномалий, развитием геоинформационных модулей визуализации и формированием цифровых двойников сетевых объектов. В долгосрочной перспективе такая архитектурная модель может стать базовым элементом национальной интеллектуальной энергетической инфраструктуры, обеспечивая переход к концепции «умных сетей» (Smart Grid).

Список литературы

- [1] Monaco R., Bergaentzlé C., Leiva Vilaplana J.A., Ackom E., Nielsen P.S. Digitalization of power distribution grids: Barrier analysis, ranking and policy recommendations // *Energy Policy*. – 2024. – Vol. 188. – Art. 114083.
- [2] Senyapar H.N.D., Colak I., Bayindir R. Smart Grid Technologies and Digital Transformation: Architecture, Interoperability and Challenges // *Energy Informatics*. – 2023. – Vol. 6. – Article 28.
- [3] Jiang J.-L., Zhan T.-S., Tsai M.-T. A Web-Based Distribution Network Geographic Information System with Protective Coordination Functionality // *Energies*. – 2025. – Vol. 18. – No. 15. – Art. 4127.
- [4] Octopus Energy Group. Kraken Technologies acquires Kwest to strengthen digital utility platform capabilities // *Official Press Release*. – London, 2024.
- [5] Enode AS. Enode platform for integration and management of distributed energy resources // *Official company materials*. – 2024.
- [6] ПАО «Россети». [Электронный ресурс] – URL: <https://www.rosseti.ru>

РАЗРАБОТКА СРЕДСТВА АВТОМАТИЗАЦИИ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ТИПОВОЙ ТАБЛИЦЫ ДОПУСТИМЫХ ТОКОВЫХ НАГРУЗОК ЛЭП И ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Кутявин В.В.

Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистем Новосибирской области, Алтайского края и Республики Алтай»
Новосибирск, Россия
e-mail: kutyavin_v@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: При управлении режимом электроэнергетической системы необходимо поддержание в актуальном состоянии информации о допустимых токовых нагрузках линий электропередачи (ЛЭП) и электросетевого оборудования, которая до недавнего времени предоставлялась субъектами электроэнергетики в виде файлов формата XLSX. На основе этой информации формировалась таблица с токовыми нагрузками ЛЭП и электросетевого оборудования (далее – Таблица), находящаяся в диспетчерском управлении и ведении соответствующей операционной зоны. Начиная с 1 января 2024 г. предоставление в диспетчерские центры вышеперечисленной информации осуществляется субъектами электроэнергетики посредством CIM-портала. Таблица с этого времени формируется собственноручно специалистами Службы электрических режимов (далее – Сотрудники) на основании данных, находящихся в Единой информационной модели (ЕИМ), куда данные поступают из CIM-портала.

Необходимо средство автоматизации, которое позволит автоматически формировать Таблицу по данным ЕИМ и сократит временные трудозатраты Сотрудников.

Материалы и методы: Для разработки средства автоматизации (СА) использовался язык программирования C#. СА запускается в Редакторе скриптов Редактора модели программного комплекса СК-11. Алгоритм СА основан на итерировании по элементам электрической сети по их связям и сохранении информации об элементах в требуемом виде.

Результаты: Разработаны алгоритмы и реализовано СА, предназначенное для автоматической выгрузки информации о допустимых токовых нагрузках ЛЭП и электросетевого оборудования из ЕИМ.

Выводы: СА позволяет сократить временные трудозатраты Сотрудников при сопоставлении информации, представленной в Таблице и в ЕИМ. СА может служить основой для автоматического формирования Таблицы установленной формы по данным ЕИМ. Способ формирования Таблицы с помощью выполнения кода СА не требует подготовки и поддержания в актуальном состоянии информации о токовых ограничениях в дополнительных базах данных.

Ключевые слова: средство автоматизации, допустимые токовые нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

DEVELOPMENT OF AUTOMATION TOOLS FOR FORMING A STANDARD TABLE OF PERMISSIBLE CURRENT LOADS OF POWER LINES AND POWER GRID EQUIPMENT

Viktor Kutyavin

«System Operator of the United Power System», Joint-stock Company
Novosibirsk, Russia
e-mail: kutyavin_v@mail.ru

Abstract

Background: When managing the mode of the electric power system, it is necessary to keep up-to-date information on the permissible current loads of power transmission lines and power grid equipment, which until recently was provided by the subjects of the electric power industry in the form of XLSX format files. Based on this information, a table was formed with the current loads of power lines and electrical grid equipment (Table) located in the control room and under the supervision of the corresponding operating area. Starting from January 1, 2024 The above information is provided to the dispatch centers by the subjects of the electric power industry through the CIM portal. Since that time, the table has been formed personally by specialists of the Electrical Conditions Service based on data contained in a Single Information Model (SIM), where data is received from the CIM portal.

We need an automation tool that will allow us to automatically generate a Table based on its data and reduce the time required by employees.

Materials and methods: The C# programming language was used to develop the automation tool (AT). The AT is launched in the Script Editor of the Model Editor of the SK-11 software package. The algorithm is based on iterating over the elements of the electrical network by their connections and storing information about the elements in the required form.

Results: Algorithms have been developed and a AT has been implemented, designed to automatically download information about the permissible current loads of power lines and power grid equipment from the SIM.

Conclusions: A AT allows you to reduce the time required by employees when comparing the information presented in the Table and in the SIM. A AT can serve as the basis for automatically generating a table of the established form according to the SIM data. The method of forming a Table by executing code does not require the preparation and up-to-date maintenance of information about maintenance in additional databases.

Key words: local automation equipment, permissible current loads of power lines and electrical grid equipment.

I. ВВЕДЕНИЕ

До недавнего времени данные о допустимых токовых нагрузках линий электропередачи (ЛЭП) и электросетевого оборудования предоставлялись субъектами электроэнергетики в виде файлов формата XLSX. На основе этих данных формировалась таблица с токовыми нагрузками ЛЭП и электросетевого оборудования (далее – Таблица), находящаяся в диспетчерском управлении и ведении соответствующей операционной зоны.

Начиная с 1 января 2024 г. предоставление в диспетчерские центры вышеперечисленной информации осуществляется субъектами электроэнергетики посредством СИМ-портала. Таблица с этого времени формируется собственноручно специалистами Службы электрических режимов (далее – Сотрудники) на основании данных, находящихся в Единой информационной модели (ЕИМ), куда данные поступают из СИМ-портала.

Программный комплекс СК-11 (далее – СК-11) содержит в себе функциональность, позволяющую формировать Таблицу по данным ЕИМ. Однако полученная Таблица не соответствует Подходам по организации контроля токовых ограничений сетевых элементов средствами МТН в ОИК СК-11 и оформлению приложений к ПУР, согласно которым токовые ограничения (ТО) по секционным выключателям и ремонтным переключкам (РП) должны контролироваться отдельно от токовых ограничений по ЛЭП.

Для автоматизированного формирования Таблицы в АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири был разработан программный комплекс «Программа автоматизации вывода информации». Работа комплекса требует подготовки и поддержания в актуальном состоянии большого объема исходных данных, что увеличивает временные трудозатраты Сотрудников и приводит к вероятности появления ошибок при формировании Таблицы.

Необходимо средство автоматизации, которое позволит автоматически формировать Таблицу по данным ЕИМ.

II. ОБОСНОВАНИЕ ПОДХОДА

Таблица содержит ТО проводов участков ЛЭП и ошинок, выключателей, разъединителей, трансформаторов тока (ТТ), высокочастотных

заградителей (ВЧЗ) и устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА).

Информация о ТО вышеперечисленных объектов хранится и постоянно актуализируется в ЕИМ – цифровой модели ЕЭС России, которая детально описывает основные элементы электроэнергетической системы, их свойства и связи между ними в виде стандартизованных определений и понятий в соответствии с международными стандартами МЭК 61970 и МЭК 61968 (СИМ) [1].

Участки ЛЭП и соответствующее им коммутационное и вспомогательное оборудование в дереве объектов ЕИМ принадлежат разным родительским объектам и не имеют прямых связей между собой. Выявление соответствия между участками ЛЭП и относящемуся к ним оборудованием требует понимания структуры хранения данных в ЕИМ, а также понимания иерархии классов, их связей и атрибутов СИМ-модели.

III. ПРЕДСТАВЛЕНИЕ И СВЯЗЬ ОБЪЕКТОВ В ЕИМ

В Таблице учитываются ТО оборудования, соединяющего участок ЛЭП с шиной или с точкой потокораспределения в том случае, если шина в схеме РУ не предусмотрена (далее – Основное оборудование).

Помимо ТО Основного оборудования в Таблице учитываются ТО вспомогательного оборудования, к которому относятся ТТ, ВЧЗ и ошиновка (далее – Вспомогательное оборудование).

На некоторых ЛЭП по условиям обеспечения необходимой чувствительности не удаётся отстроить максимальную токовую защиту (МТЗ) от нагрузочных режимов. Во избежание ложного срабатывания МТЗ в нормальном режиме токовая нагрузка ЛЭП ограничивается величиной, которая учитывается в ТО участка ЛЭП.

Схема связи МТЗ, Основного и Вспомогательного оборудования в ЕИМ представлена на рис. 1.

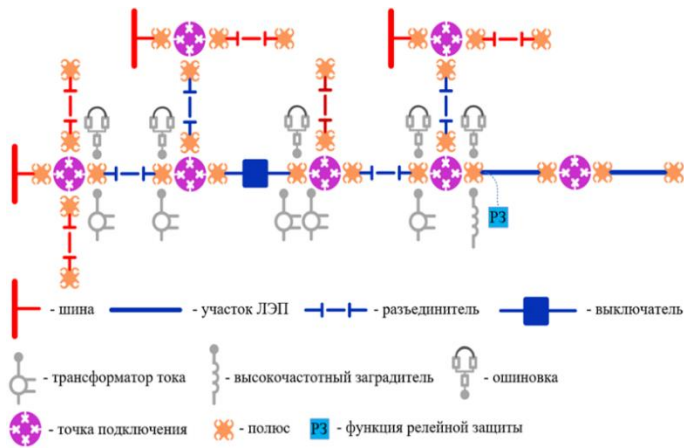


Рис. 1. Схема связи МТЗ, Основного и Вспомогательного оборудования в ЕИМ

Основное оборудование имеет свои Полюсы, которые присоединяются к Точкам подключения, соединяя элементы между собой. Вспомогательное оборудования подключается к Полюсам Основного оборудования.

МТЗ в ЕИМ определяется классом RelayProtection (Функция релейной защиты) и имеет связь ProtectionEquipments (УстройстваЗащиты) с участком ЛЭП.

Эксплуатационные ограничения (ЭО) элементов сети определяются классом OperationalLimitSet (НаборЭксплОграничений). Полюса Основного оборудования имеют связь OperationalLimitSet (ЭксплПределы) с ЭО. Связь OperationalLimitSetType (ТипГруппыЭксплПределов) указывает на тип ЭО.

Информация о величине ТО хранится в атрибуте объектов класса CurrentLimit (ПределТока), к которому можно обратиться по связи OperationalLimitValue (ЭксплПределы) эксплуатационных ограничений. Пределы тока, имеющие связь с Предупредительными ЭО, хранят информацию о величине длительно допустимой токовой нагрузки (ДДТН), а пределы тока, имеющие связь с Аварийными ЭО, хранят информацию о величине аварийно допустимой токовой нагрузки (АДТН). Графики токовых зависимостей от температуры описываются классом CurrentVsTemperatureLimitCurve (КриваяТокаОтТемперат). К объектам класса CurrentVsTemperatureLimitCurve можно обратиться по связи CurrentVsTemperatureLimitCurves (КривыеТокаОтТемперат) пределов тока.

IV. АЛГОРИТМ СБОРА ИНФОРМАЦИИ О ТОКОВЫХ ОГРАНИЧЕНИЯХ

Существуют различные варианты подключения ЛЭП к шине распределительного устройства (РУ) подстанции (ПС). Основные схемы РУ с номинальным напряжением 110 кВ представлены на рис. 2.

Из рис. 2 (синий цвет) видно, что к Основному оборудованию помимо самого участка ЛЭП относятся либо разъединитель, либо цепочка элементов разъединитель – выключатель – разъединитель (далее – Цепочка).

Алгоритм итерирования по объектам ЕИМ для сбора информации о ТО представлен на рис. 3.

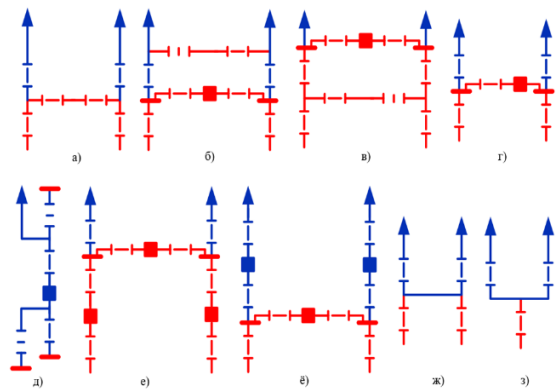


Рис. 2. Основные схемы РУ с номинальным напряжением 110 кВ

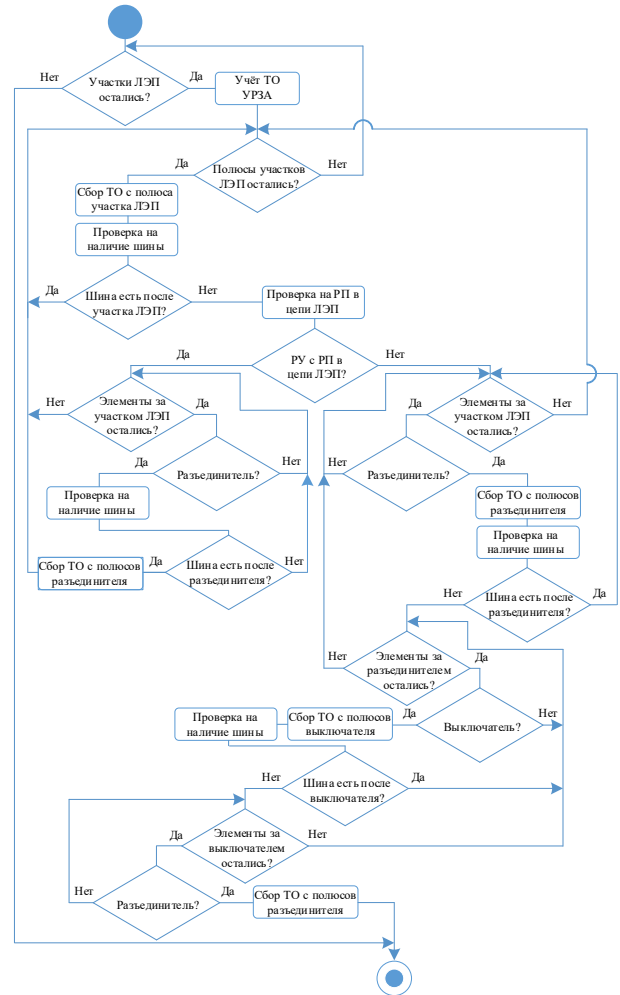


Рис. 3. Алгоритм итерирования по объектам ЕИМ для сбора информации о токовых ограничениях

В качестве входных данных выступает файл с идентификаторами необходимых участков ЛЭП в нужной последовательности, выбираемый пользователем с помощью диалогового окна. Для каждого участка ЛЭП проверяется наличие связи УстройстваЗащиты для получения информации о ТО по условиям работы УРЗА.

На основе загружаемых идентификаторов происходит поиск участков ЛЭП в модели, от которых происходит итерирование по полюсам оборудования и точкам подключения таким образом, чтобы с помощью проверки условий получить Цепочку участок ЛЭП – разъединитель – выключатель – разъединитель. По мере перебора

элементов Цепочки средство автоматизации (СА) учитывает ТО Основного оборудования, а также ТО Вспомогательного оборудования, подключенного к полюсам Основного оборудования. Итерирование по Цепочке позволяет исключить из рассмотрения ТО разъединителей, которые находятся за точкой потокораспределения и не должны учитываться в Таблице (тёмно-красный цвет на рис. 1, а, ж, з на рис. 2).

Если при итерировании по Цепочке встречается шина, то итерирование прекращается (светло-красный цвет на рис. 1, б, в, г, д, е, ё на рис. 2), ТО предшествующих элементов записываются в переменные.

Однако итерирование по Цепочке не исключает учёт ТО разъединителей, находящихся в цепи РП (б на рис. 2). Оборудование в цепи РП исключается из рассмотрения благодаря блоку проверки на РП, который учитывается в алгоритме на рис. 3 и изображён укрупнённо на рис. 4. В алгоритме блока проверяется наличие последовательно соединённых участка первой ЛЭП, двух разъединителей и участка второй ЛЭП. Если такая последовательность определяется, то при итерировании по оборудованию за участком ЛЭП учитываются только ТО линейных разъединителей, которые подключены к шине РУ (рис. 3). Важным условием является наличие у точки подключения за участком ЛЭП связи с двумя разъединителями, иначе под условия блока попадут схемы ж и з на рис. 2, ТО разъединителей на которых не будут учтены.

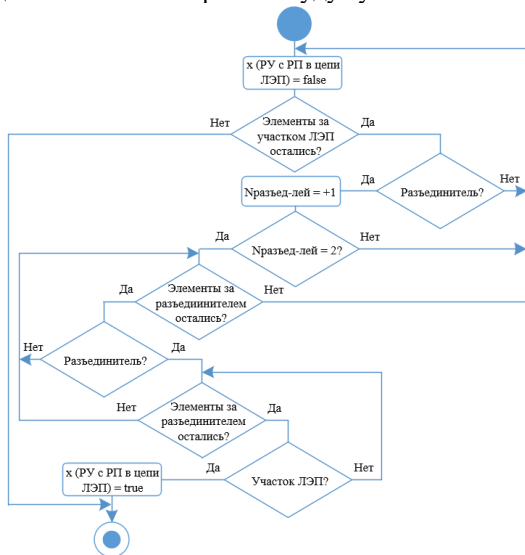


Рис. 4. Блок проверки на ремонтную перемычку

В Таблице содержится информация о таких видах оборудования как выключатель, разъединитель, заградитель и трансформатор тока. В файл записываются величины ДДТН и АДТН для каждого вида оборудования (Таблица 1), а также итоговые ТО для каждого участка. В итоговых ограничениях учитываются наименьшие ТО из всего оборудования для каждого диапазона температур наружного воздуха. При равенстве значений ДДТН и АДТН оборудования в файл в поле с итоговым ТО для оборудования записывается одно число, в случае их различия значения записываются через символ «/» в соответствии с подходом к отображению ТО в Таблице.

Если Предел тока оборудования в ЕИМ имеет связь с объектами класса `CurrentVsTemperatureLimitCurve`, то СА учитывает зависимость ТО от температуры такого оборудования в итоговых ТО участка ЛЭП и устанавливает символ «*» после значения ТО оборудования для 25 °С (Таблица 1).

Если при итерировании по Цепочке не были найдены объекты определённого вида оборудования, то в файл записывается слово «нет» в итоговых ТО по данному виду оборудования (Таблица 1).

ЛЭП могут иметь как один участок, так и несколько участков. Подходы к хранению ТО для ЛЭП с одним участком и с несколькими участками имеют различие в Таблице. Если у ЛЭП один участок, то он соединяется с двумя ПС, в связи с чем требуется разделение информации по ТО оборудования на одной и на второй ПС. СА проверяет количество участков у ЛЭП, если участок один, то ТО по каждой ПС записываются в отдельную строку (ЛЭП 1 в таблице 1). Важно, чтобы в первой строке хранилась информация о ТО оборудования той ПС, которая находится в начале наименования ЛЭП. СА определяет принадлежность оборудования к той или иной ПС и проверяет наличие наименования ПС в наименовании ЛЭП. По результату отнесения ПС к началу или к концу наименования ЛЭП СА записывает ТО в соответствующей последовательности. На ЛЭП с несколькими участками каждый участок соединяется не более чем с одной ПС, поэтому для каждого участка записывается только одна строка с ТО по оборудованию (ЛЭП 2 в таблице 1).

Таблица 1. РЕЗУЛЬТАТ РАБОТЫ СА НА ПРИМЕРЕ ЗАПИСИ ТОКОВЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ ОБОРУДОВАНИЯ

ЛЭП	Участок	Марка провода		Допустимый ток оборудования (ДДТН/АДТН)			
		ЛЭП	Ошибочка	Выключатель	Разъединитель	Заградитель/Реактор	Трансформатор тока
1	1	АС-150/19	АС-150	2500	600	200	320/384
			АС-120	нет	630/700*	200	нет
2	1	АС-300	АС-185	600	1600	1000	630
	2	АС-300	нет	нет	нет	нет	нет
	3	АС-240	АСО-300	2000	1000	600	630

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработано СА на языке программирования C#, запускаемое в Редакторе скриптов Редактора модели СК-11, для выгрузки данных по ТО ЛЭП и электросетевого оборудования из ЕИМ. Алгоритм СА основан на итерировании по элементам электрической сети по их связям и сохранении информации об элементах в требуемом виде. СА позволяет сократить временные трудозатраты Сотрудников при сопоставлении информации, представленной в Таблице и в ЕИМ. СА может служить основой для автоматического формирования Таблицы установленной формы по данным ЕИМ. Способ формирования Таблицы с помощью выполнения кода СА не требует подготовки и поддержания в актуальном состоянии информации о ТО в дополнительных базах данных. В статье рассмотрены подходы для выгрузки данных по ТО ЛЭП с номинальным напряжением 110 кВ. Для сетей 220 и 500 кВ подходы отличаются в связи с различием схем РУ ПС.

Список литературы

- [1] Беляев Н.А. Сопровождение и развитие Единой информационной модели ЕЭС России в иерархической структуре диспетчерского управления АО «СО ЕЭС» / Россети Научно-технический центр – Электрон. журн. – Москва: Руководящие материалы по проектированию и эксплуатации электрических сетей, 2021.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПОДСТАНЦИЙ НА ПРИМЕРЕ ПС 330 КВ «ИЛЬЕНКО»

Подлипенцев П. С., Сенин И. А.
Филиал ПАО «Россети» Северо-Кавказское ПМЭС,
Кисловодск, Россия
e-mail: dertdert2003@gmail.com

Аннотация

Состояние вопроса: Даже современные объекты энергосистемы, такие как подстанция 330 кВ «Ильенко» (введена в 2015 г.), требуют модернизации для соответствия актуальным требованиям. Несмотря на использование элегазового оборудования и SCADA-системы, ключевыми проблемами ПС являются: низкая нагрузка распределительных устройств 10 кВ (12%), отсутствие полнофункционального дистанционного управления, отсутствие поддержки цифровых протоколов РЗА (МЭК 61850), а также неполная автоматизация взаимодействия с энергосистемой, что повышает риски возникновения аварий.

Материалы и методы: В статье предложен универсальный алгоритм модернизации, предусматривающий: 1) внедрение микропроцессорных устройств РЗА с поддержкой стандарта МЭК 61850; 2) интеграцию интеллектуальных функций в существующую SCADA-систему; 3) обеспечение поэтапной реализации без остановки работы подстанции за счет резервирования цепей.

Результаты: В результате реализации проекта ожидается достижение следующих технико-экономических показателей: снижение эксплуатационных потерь, увеличение пропускной способности подстанции и сокращение эксплуатационных затрат. Главная новизна проекта заключается в интеграции BIM-моделирования и динамического цифрового двойника для предиктивного анализа. Данное нововведение и позволило разработать комплексный универсальный алгоритм.

Выводы: Разработанный универсальный подход подтверждает свою эффективность на примере ПС 330 кВ «Ильенко» и может быть применен для модернизации других подстанций. Его внедрение является актуальным в условиях активной цифровизации электроэнергетики и перехода к концепции «умных сетей».

Ключевые слова: модернизация подстанций, цифровизация, SCADA, РЗА, МЭК 61850, энергоэффективность.

MODERNIZATION SUBSTATIONS ON THE EXAMPLE OF SUBSTATION 330 KV "ILENKO"

Pavel Podlipentsev, Ivan Senin
Branch of PJSC ROSSETI North Caucasus PMES
Kislovodsk, Russia
e-mail: dertdert2003@gmail.com

Abstract

Background: Even modern power system facilities, such as the 330 kV "Ilenko" substation (commissioned in 2015), require upgrades to meet current standards. Despite using SF6 gas-insulated equipment and a SCADA system, the key problems at this substation are: low load on the 10 kV switchgear (12%), lack of full-featured remote control, absence of digital relay protection and automation (RPA) protocols (IEC 61850), and incomplete automation of grid interaction processes, which increases the risk of emergencies.

Materials and methods: The article proposes a universal upgrade algorithm that includes: 1) implementation of microprocessor-based RPA devices supporting the IEC 61850 standard; 2) integration of intelligent functions into the existing SCADA system; 3) ensuring phased implementation without substation shutdown through circuit redundancy.

Results: The project implementation is expected to achieve the following technical and economic indicators: reduction of operational losses, increase in substation throughput capacity, and decrease in operating costs. The main novelty of the project is the integration of BIM modeling and a dynamic digital twin for predictive analysis. This innovation has made it possible to develop a comprehensive and universal algorithm.

Conclusions: The developed universal approach proves its effectiveness using the 330 kV "Ilenko" substation as an example and can be applied to modernize other substations. Its implementation is relevant in the context of active digitalization of the power industry and the transition to the "smart grids" concept.

Key words: substation modernization, digitalization, SCADA, relay protection and automation (RPA), IEC 61850, energy efficiency.

I. ВВЕДЕНИЕ

Современные подстанции, введенные в эксплуатацию относительно недавно, такие как ПС 330 кВ «Ильенко» (2015 г.), зачастую не в полной мере соответствуют актуальным требованиям цифровой трансформации электроэнергетики [1, 2]. Несмотря на использование современного элегазового оборудования и базовой системы SCADA, на подобных объектах сохраняется ряд проблем: низкая нагрузка распределительных устройств среднего напряжения, отсутствие поддержки цифровых протоколов МЭК 61850 для устройств РЗА, неполная автоматизация управления, а также отсутствие интеграции с интеллектуальными алгоритмами. Эти факторы повышают эксплуатационные риски и затраты, ограничивают пропускную способность и не позволяют в полной мере интегрировать объекты распределенной генерации [3]. В связи с этим актуальной задачей является разработка универсального алгоритма модернизации, обеспечивающего комплексную цифровизацию при минимальном времени простоя оборудования. Увеличение загрузки РУ 10 кВ будет достигнуто за счет перераспределения мощностей и подключения новых потребителей, что станет возможным благодаря точному моделированию и оптимизации топологии сети в BIM-модели. Целью данной работы является разработка и апробация такого алгоритма на примере ПС 330 кВ «Ильенко». В условиях активной цифровой трансформации электроэнергетики, обозначенной в стратегических документах РФ [7, 9], ключевой задачей становится модернизация не только физически изношенных, но и функционально устаревших объектов, не соответствующих парадигме "Smart Grid". Мировой опыт показывает, что наибольший экономический эффект достигается не при строительстве новых подстанций "с нуля", а при глубокой модернизации существующих с внедрением цифровых технологий [4, 5]. Однако существующие подходы зачастую носят фрагментарный характер, не обеспечивая комплексного эффекта, либо требуют длительного полного простоя оборудования, что неприемлемо для ответственных узлов энергосистемы. Проведенный анализ современных публикаций [4, 6, 8] свидетельствует о недостаточной проработке универсальных, тиражируемых алгоритмов модернизации, сочетающих глубокую цифровизацию, принципы минимального простоя и экологической ответственности. Таким образом, задачей настоящего исследования является разработка и апробация на примере ПС 330 кВ «Ильенко» комплексного алгоритма модернизации, обеспечивающего достижение следующих целей: повышение пропускной способности и надежности, сокращение эксплуатационных затрат, обеспечение готовности к интеграции объектов ВИЭ и минимизация продолжительности технологических нарушений в процессе реализации. Модернизация ПС 330

кВ «Ильенко» Рассматривается не только с технической стороны, но и как шаг на встречу стратегии устойчивого развития, включающая подготовку инфраструктуры к интеграции объектов ВИЭ и усиление экологического контроля. Научная новизна заключается в разработке алгоритма (бесшовной) модернизации, который объединяет статическое BIM-проектирование с динамическим имитационным моделированием в реальном времени. В отличие от существующих фрагментарных подходов, данный подход обеспечивает качественную взаимосвязь и взаимодействие между цифровыми защитами (РЗА) и системами предиктивной аналитики, даже во время модернизации, не выводя объект на реконструкцию.

II. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В качестве основного метода исследования применяется пошаговый алгоритм модернизации, ключевым принципом которого является минимизация простоев за счет резервирования и поэтапного внедрения. Исходными данными послужили параметры ПС «Ильенко», включая два автотрансформатора 125 МВА, РУ 330/110 кВ на элегазовом оборудовании и существующую систему SCADA.

Алгоритм включает четыре последовательных этапа:

1. Диагностика и цифровое моделирование. На данном этапе проводится тепловизионный контроль и анализ параметров сети для выявления "узких мест". Ключевым инструментом является создание комплексной BIM-модели подстанции, включающей данные о нагрузках, топологии и оборудовании. Модель используется для симуляции рабочих сценариев, оптимизации распределения мощности и точного планирования ресурсов и сроков последующих этапов [8].

Ключевым инструментом на первом этапе является создание детализированной BIM-модели (Building Information Modeling) уровня развития LOD 350 [8], которая интегрирует в себе не только архитектурно-конструктивные элементы, но и данные о электротехническом оборудовании, кабельных трассах, системах вентиляции и заземления. Модель создавалась в программном комплексе VectorWorks, с последующим импортом в ANSYS для электромагнитных и тепловых расчетов. Такой подход позволяет не только визуализировать объект, но и проводить имитационное моделирование различных режимов работы, включая послеаварийные, для оптимизации настроек РЗА до их физической установки. При моделировании, и последующем импорте в программный комплекс ANSYS мы получили следующие результаты, удалось снизить потери на 18%, в нем же и проводились электромагнитные и тепловые расчеты, а также имитационное моделирование различных режимов работы, включая послеаварийные, что

позволяет оптимизировать настройки оборудования еще до его установки.

2. Внедрение цифровых систем управления. Выполняется установка микропроцессорных устройств РЗА с поддержкой протокола МЭК 61850 [2]. Производится интеграция в существующую SCADA-систему интеллектуальных функций, таких как удаленный мониторинг состояния оборудования, автоматическое переключение на резервные линии и сбор данных для предиктивной аналитики.

Внедрение микропроцессорных устройств РЗА предусматривает установку терминалов серии SIPROTEC 5 [10], которые поддерживают полный стек протоколов МЭК 61850 (MMS, GOOSE, SV). Выбор данного стандарта обусловлен его способностью обеспечивать бесшовную интероперабельность (совместимость) оборудования от разных производителей, а также функцию самодокументирования (SCL-файлы), что значительно ускоряет процесс проектирования и ввода в эксплуатацию. Интеграция с существующей SCADA-системой будет осуществляться через шлюз с поддержкой стандарта OPC UA для обеспечения единого информационного пространства. За счет перехода на новые цифровые стандарты и технологии сокращено время срабатывания на 25-30%. Снижение показателей на 30 % процентов (указанное в Таблице 2) обосновано сравнением паспортных данных по времени передачи сигнала в традиционных медных цепях и в цифровой шине станции, где задержки минимизированы программным протоколом. Эффект повышения загрузки РУ 10 кВ обусловлена оптимизацией распределения мощностей на основе BIM-моделирования а так же подключением новых потребителей.

3. Модернизация без отключения. Реализация данного этапа обеспечивается за счет параллельного монтажа новых цифровых систем с использованием резервированных цепей. Проводится тестирование обновленных цепей под нагрузкой с последующим постепенным переводом потребителей на новое оборудование.

4. Обучение персонала. Внедрение тренажеров-симуляторов на базе цифрового двойника ПС и проведение курсов по работе с обновленной SCADA-системой и инструментами предиктивной аналитики.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Реализация предложенного алгоритма на ПС 330 кВ «Ильенко» позволит получить следующие технико-экономические и экологические результаты:

1. Технико-экономические показатели: Снижение эксплуатационных потерь электроэнергии на 15-20% за счет точного регулирования режимов, что было получено благодаря имитационному моделированию в ANSYS. Сокращение затрат на аварийный ремонт на 30-40% благодаря предиктивной аналитике. Увеличение пропускной способности подстанции и продление срока службы основного оборудования.

Таблица I. СРОКИ ЭТАПОВ МОДЕРНИЗАЦИИ

Этап	Сроки	Ключевые действия
Диагностика	1-2 месяца	Анализ нагрузки, BIM – моделирование
Цифровизация	3-4 месяца	Установка РЗА, интеграция SCADA, монтаж оборудования для модернизации.
Обучение	2-3 месяца	Обучение персонала взаимодействию с цифровой ПС

Таблица II. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Критерий	Текущее состояние	Прогноз после модернизации	Метод оценки
Загрузка РУ-10 кВ	12%	~35%	Расчет по данным BIM-модели
Снижение потерь э/э	Базовый уровень	- 18%	Имитационное моделирование в ANSYS
Сокращение времени срабатывания РЗА	Базовый уровень	- 30%	Сравнение паспортных данных оборудования
Снижение затрат на аварийный ремонт	Базовый уровень	- 35%	Экспертная оценка на основе данных предиктивной аналитики
Сокращение длительности ПАР	До 4 часов	Не более 30 мин	Анализ алгоритмов АСУ

2. Технологические инновации: Создание действующего цифрового двойника подстанции, синхронизированного с данными IoT-датчиков. Внедрение алгоритмов машинного обучения в РЗА, что позволит сократить время срабатывания защиты на 25-30%.

Важнейшим результатом проекта становится создание действующего динамического цифрового двойника подстанции. Двойник, в отличие от статической BIM-модели, будет в режиме реального времени получать данные с установленных IoT-датчиков (вибрация, температура, частичные разряды). Это позволяет реализовать не только мониторинг, но и сценарии предиктивного обслуживания. Например, алгоритм на основе машинного обучения, анализируя тренды роста температуры контактов, сможет прогнозировать необходимость их подтяжки за 2-3 недели до потенциального отказа

3. Экологическая ответственность и поддержка ВИЭ: Минимизация экологических рисков за счет мониторинга утечек элегаза (SF6). Главная инновация данного проекта, связанная с мониторингом утечек элегаза (SF6) заключается не просто в наличии датчиков утечки, а в их интеграции в систему предиктивной аналитики цифрового двойника. Это позволяет не просто фиксировать утечку, а анализировать темпы снижения давления элегаза (SF6) для предотвращения выбросов его в атмосферу. Адаптация резервных фидеров для подключения солнечных электростанций, что будет способствовать сокращению углеродного следа региона на 5-7% к 2030 году.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенное исследование подтвердило эффективность предложенного универсального алгоритма

модернизации для современных подстанций. Разработанный подход, апробированный на примере ПС «Ильенко», обладает следующими преимуществами:

Предложенный алгоритм был сопоставлен с традиционными подходами к модернизации. В отличие от стратегии полной реконструкции, требующей многомесячного вывода на модернизацию и капитальных затрат, наш метод позволяет распределить инвестиции во времени и сохранить непрерывность электроснабжения. По сравнению с точечной модернизацией отдельных систем, комплексный подход, основанный на цифровом двойнике, обеспечивает синергетический эффект, когда данные от новых РЗА используются для предиктивной аналитики в SCADA, а результаты аналитики оптимизируют уставки защит. В отличие от полной реконструкции разработанный метод полностью «бесшовной» модернизации позволяет сохранять непрерывность работы объекта.

Универсальность: Алгоритм может быть тиражирован для модернизации других подстанций класса 330 кВ. Впоследствии может стать отраслевым стандартом модернизации в РФ.

Экономическая эффективность: Комплексное внедрение цифровых решений обеспечивает значительное снижение эксплуатационных затрат и повышение надежности.

Минимизация рисков: Поэтапная реализация с использованием резервирования исключает длительные перемены в электроснабжении потребителей.

Соответствие стратегическим целям: Проект полностью соответствует стратегии цифровой трансформации энергосистемы РФ и подготавливает инфраструктуру к массовому подключению объектов ВИЭ.

Необходимо отметить, что разработанный алгоритм апробирован на модели подстанции с конкретной конфигурацией и классом напряжения. Дальнейшие исследования планируется направить на его адаптацию для более сложных объектов, таких как узловых подстанций 500 кВ с несколькими системообразующими связями. Кроме того, перспективным направлением видится разработка и внедрение в рамках цифрового двойника более сложных AI-алгоритмов для автоматического прогнозирования режимов и выработки оптимальных управляющих воздействий в реальном времени.

Вывод: Использование комплексного BIM-моделирования уровня LOD 350 и создание динамических цифровых двойников на этапе проектирования позволяют не только оптимизировать процесс модернизации, но и сократить сроки реализации аналогичных проектов на 20-25%. Благодаря применению специализированного программного обеспечения для имитационного моделирования (такого как Vectorworks и ANSYS), удастся заранее верифицировать электромагнитные и тепловые

параметры оборудования, что минимизирует риски проектных ошибок. Представленный алгоритм является не просто планом работ, а целостной научно-обоснованной методологией перевода объектов электросетевого хозяйства в категорию «цифровых».

Научная новизна подхода заключается в создании синергии между статическими проектными данными и динамическими показателями IoT-датчиков, что трансформирует BIM-модель в полноценный цифровой двойник. Это позволяет внедрять алгоритмы машинного обучения для предиктивного обслуживания, прогнозируя отказы оборудования (например, перегрев контактов) за 2-3 недели до их возникновения, что на практике снижает затраты на аварийный ремонт на 30-40%. Переход на терминалы SIPROTEC 5 и протоколы МЭК 61850 (GOOSE) обеспечивает сокращение времени срабатывания РЗА на 25-30% по сравнению с традиционными медными цепями.

Особое внимание в работе уделено экологической ответственности: интеграция системы мониторинга утечек элегаза (SF₆) в предиктивную аналитику и адаптация инфраструктуры для подключения объектов ВИЭ позволят снизить углеродный след региона на 5-7% к 2030 году. Внедрение данного алгоритма на ПС «Ильенко» создаст прецедент «бесшовной» цифровизации без длительного останова оборудования, что критически важно для обеспечения надежного электроснабжения 2 млн жителей и развития туристического кластера.

Разработанный подход может быть положен в основу отраслевого стандарта модернизации подстанционного хозяйства РФ. Дальнейшее развитие исследования видится в адаптации данной методики для узловых подстанций 500 кВ и внедрении более сложных AI-алгоритмов для полностью автоматического управления режимами энергосистемы в реальном времени.

Список литературы

- [1] ГОСТ Р 58095-2018 «Интеллектуальная энергетика. Подстанции электрические. Требования к цифровым подстанциям». - М: Стандартинформ, 2019.
- [2] IEC 61850-7-420:2021 «Communication networks and systems for power utility automation...». - Geneva: IEC, 2021.
- [3] Россети. Стратегия цифровой трансформации энергосистем до 2030 года. URL: <https://www.rosseti.ru/investment/innovations> (дата обращения: 15.10.2023).
- [4] Кузнецов А.В., Петров С.И. Цифровые подстанции: проектирование и эксплуатация. - М.: Энергоатомиздат, 2020. - 320 с.
- [5] Смирнов Д.А. Современные системы РЗА и автоматизации в электроэнергетике. - СПб.: Политехника, 2019. - 256 с.
- [6] Иванов К.П. Применение BIM-технологий в проектировании энергообъектов // Энергоэксперт. - 2022. - № 5. - С. 34-39.
- [7] Министерство энергетики РФ. Программа модернизации электросетевого комплекса на 2022-2035 гг. URL: <https://minenergo.gov.ru> (дата обращения: 15.10.2023).
- [8] Siemens AG. SIPROTEC 5: Technical Manual. - 2022. - 415 p

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ФАЗ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКОВ К НИЗКОВОЛЬТНОЙ СЕТИ ПРИ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОРРЕЛЯЦИОННОГО И КЛАСТЕРНОГО АНАЛИЗА

Пузанов И.А., Болоев Е.В.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Иркутск, Россия

e-mail: ihorpuzanov@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Счетчики интеллектуальной системы учета электроэнергии, устанавливаемые у потребителей и на трансформаторных подстанциях в низковольтных распределительных сетях, не только регистрируют электропотребление, но и измеряют фазные мощности, токи и напряжения. Эти измерения можно использовать для анализа несимметричных режимов низковольтных распределительных сетей. Для использования этих измерений необходимо точно знать фазы подключения счетчиков к сети, которые могут изменяться в процессе эксплуатации. Вопросы идентификации фаз подключения счётчиков к электрической сети в условиях переключений фаз не изучены. В работе исследуется применение корреляционного и кластерного анализов для идентификации фаз подключения счетчиков к сети при фазовых переключениях.

Материалы и методы: Измерения напряжений, корреляционный анализ, кластерный анализ.

Результаты: Разработаны алгоритмы идентификации фаз подключения счетчиков к сети при переключениях фаз на основе корреляционного и кластерного анализов напряжений. Работоспособность алгоритмов подтверждена тестированием на реальных измерениях напряжений, полученных непосредственно со счетчиков.

Выводы: Показана практическая возможность идентификации фаз подключения счетчиков в реальной распределительной сети при переключениях фаз. С помощью корреляционного и кластерного анализа напряжений удастся точно определить фазу подключения счетчика потребителя как до, так и после переключения, а также зафиксировать сам момент переключения.

Ключевые слова: низковольтная распределительная сеть, счетчики, интеллектуальная система учета электроэнергии, фазовая идентификация, корреляционный анализ, кластерный анализ.

IDENTIFICATION OF PHASES OF CONNECTION OF ELECTRICITY METERS TO A LOW-VOLTAGE NETWORK DURING SWITCHING BASED ON THE RESULTS OF USING CORRELATION AND CLUSTER ANALYSIS

Igor' Puzanov, Evgenii Boloev

Melentiev Energy Systems Institute Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

Irkutsk, Russia

e-mail: ihorpuzanov@yandex.ru

Abstract

Background: Advanced metering system meters installed at consumers and at transformer substations in low-voltage distribution networks not only record electricity consumption but also measure phase powers, currents, and voltages. These measurements can be used to analyze asymmetrical operating modes of low-voltage distribution networks. In order to use these measurements, it is necessary to know exactly the phases of connection of meters to the network, which can change during operation. The issues of identifying the phases of connecting meters to the electrical network during phase switching have not been studied. This paper investigates the use of correlation and cluster analysis to identify the connection phases of meters to the network when phase switching.

Materials and methods: Voltage measurements, correlation analysis, cluster analysis.

Results: Algorithms of phase identification of meters connection to the network during phase switching have been developed on the basis of correlation and cluster analysis of voltages. The functionality of the algorithms is confirmed by testing on real voltage measurements obtained directly from the meters.

Conclusions: The practical possibility of identifying the phases of meter connections in a real distribution network during phase switches is shown. By using correlation and cluster voltage analysis, it is possible to accurately determine the phase of connection of the consumer's meter both before and after the switching, as well as to determine the switching moment itself.

Key words: low-voltage distribution network, meters, advanced metering infrastructure, phase identification, correlation analysis, cluster analysis.

1. ВВЕДЕНИЕ

Счетчики интеллектуальной системы учета электроэнергии (ИСУЭ), устанавливаемые в распределительных сетях (РС) низкого напряжения (НН) у потребителей и на трансформаторных подстанциях, имеют расширенные возможности [1]. Помимо коммерческого учета потребленной электроэнергии, они измеряют фазные мощности, токи и напряжения, профилируют их с интервалами осреднения от одной до 60 минут и передают в центр сбора и обработки данных (ЦСОД) [1]. Измеренные счетчиками параметры используются пользователями ИСУЭ для решения практических задач: анализа несимметричных режимов РС НН [2, 3], расчета по фазам фактических, технических и коммерческих потерь [3], выявления безучетного и бездоговорного потребления электроэнергии [4], балансирования фазных нагрузок в сети для снижения потерь и улучшения качества электроэнергии [5]. Чтобы корректно подготовить исходные данные для решения этих задач на основе измерений, необходимо точно знать фазы подключения однофазных L и трехфазных L_1, L_2, L_3 счетчиков к фазам A, B, C РС НН.

При установке балансного счетчика в РС НН на трансформаторной подстанции (ТП) его фазы L_1, L_2, L_3 подключаются в соответствии с цветовой маркировкой шин: L_1 к желтой шине A, L_2 – зеленой B, L_3 – красной C . Фазы подключения L однофазных и L_1, L_2, L_3 трехфазных счетчиков потребителей к фазам A, B, C РС НН достоверно неизвестны, главным образом из-за того, что цветовая маркировка проводов линий электропередачи отсутствует или при подключении принятая цветовая маркировка не соблюдена. Возникает задача определения фактического подключения счетчиков потребителей к фазам РС, которая далее будет называться фазовой идентификацией (ФИ).

В мировой практике применяются десятки различных методов ФИ [6]. Одним из самых простых и достоверных методов идентификации фаз является метод корреляционного анализа напряжений [7], требующий проведения одновременных измерений модулей напряжений в известных фазах узла питания и точках подключения потребителей в течение длительного промежутка времени. Этот метод надежно определяет фазы подключения счетчиков, однако, если за период анализируемого диапазона измерений происходило изменение фазы подключения однофазного потребителя, а тем более фаз трехфазных потребителей, корреляционный

анализ, проводимый традиционным способом, не позволит в подобной ситуации произвести правильную идентификацию фаз подключения потребителей.

В этой работе исследуется применение кластерного [6] и корреляционного [7] анализов для ФИ при переключении счетчика к РС НН. Исследования проведены на сценарии переключения счетчика после его проверки или в результате ликвидации аварий в сети оперативно-выездной бригадой. В начале работы приводятся исходные данные, необходимые для решения задачи ФИ. Далее детально рассматривается применение корреляционного и кластерного анализов на основе реальных измерений, полученных в РС НН.

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Информация о фазах подключения счетчиков потребителей должна постоянно проверяться. Эту проверку следует выполнять каждый раз после выгрузки профилей напряжений с балансного счетчика ТП и счетчиков потребителей в ЦСОД ИСУЭ (рис. 1). Для ФИ из профилей формируются векторы напряжений для ТП и каждого из $k = 1, 2, \dots, N$ потребителей, число элементов которых равно числу измерений $t = 1, 2, \dots, T$:

$$\mathbf{U}_{\text{ТП}}^F = [U_{\text{ТП}1}^F; U_{\text{ТП}2}^F; \dots; U_{\text{ТП}t}^F; \dots; U_{\text{ТП}T}^F], F = A, B, C \quad (1)$$

$$\mathbf{U}_k^X = [U_{k1}^X; U_{k2}^X; \dots; U_{kt}^X; \dots; U_{kT}^X]. \quad (2)$$

3. ПРИМЕНЕНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННОГО АНАЛИЗА

Фаза X для k -го вектора измерений напряжений \mathbf{U}_k^X (2) определяется путем сравнения коэффициентов взаимной корреляции Пирсона \mathbf{U}_k^X с каждым из трех векторов измерения напряжений (1) в фазах балансового счетчика

$$K(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^F, \mathbf{U}_k^X) = \frac{\sum_{t=1}^T (U_{\text{ТП}t}^F - \mu(U_{\text{ТП}}^F)) \cdot (U_{kt}^X - \mu(U_k^X))}{\sqrt{\sum_{t=1}^T (U_{\text{ТП}t}^F - \mu(U_{\text{ТП}}^F))^2 \cdot \sum_{t=1}^T (U_{kt}^X - \mu(U_k^X))^2}}, \quad (3)$$

где $\mu(U_{\text{ТП}}^F) = 1/T \sum_{t=1}^T U_{\text{ТП}t}^F$, и $\mu(U_k^X) = 1/T \sum_{t=1}^T U_{kt}^X$ – значения измеренных модулей напряжений.

Определение искомой фазы X измерения потребителя производится по максимальному значению коэффициента Пирсона между каждым из трех векторов измеренных модулей напряжений в фазах узла питания $\mathbf{U}_{\text{ТП}}^A, \mathbf{U}_{\text{ТП}}^B, \mathbf{U}_{\text{ТП}}^C$ и вектором k измерений модулей напряжений \mathbf{U}_k^X . Например, если $K(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^B, \mathbf{U}_k^X) > K(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^A, \mathbf{U}_k^X) > K(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^C, \mathbf{U}_k^X)$, то X в \mathbf{U}_k^X соответствует фазе B , если $K(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^B, \mathbf{U}_k^X)$ находится в зоне сильной корреляции, а $K(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^A, \mathbf{U}_k^X)$ и $K(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^C, \mathbf{U}_k^X)$ – в зоне слабой корреляции, либо отрицательны.

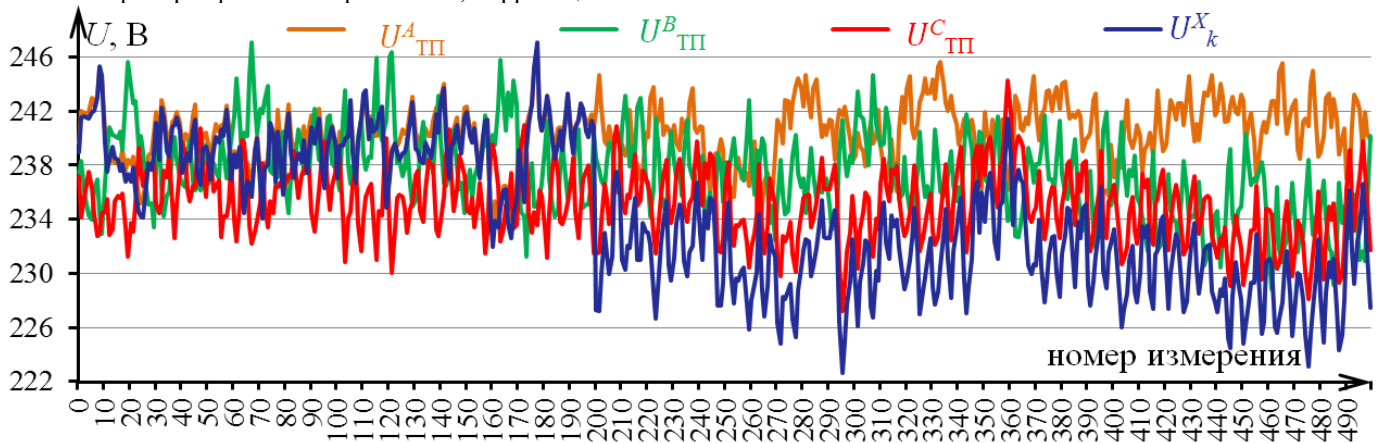


Рис. 1. Профили напряжений ТП и потребителя с изменением фазы подключения

Таблица I. Коэффициенты корреляции подвекторов напряжений размером N

Подвектор	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Диапазон измерений $i-j$	1-15	16-30	31-45	46-60	61-75	76-90	91-105	106-120	121-135	136-150	151-165
$K_{i-j}(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^A, \mathbf{U}_k^X)$	0,98	0,966	0,972	0,978	0,986	0,962	0,941	0,989	0,924	0,963	0,991
$K_{i-j}(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^B, \mathbf{U}_k^X)$	-0,783	-0,224	-0,122	0,097	-0,341	-0,722	0,212	-0,178	-0,58	0,055	-0,497
$K_{i-j}(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^C, \mathbf{U}_k^X)$	-0,225	-0,213	-0,478	-0,825	-0,439	-0,209	-0,62	-0,655	0,14	-0,671	-0,687
Подвектор	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Диапазон измерений $i-j$	166-180	181-195	196-210	211-225	226-240	241-255	256-270	271-285	286-300	301-315	316-330
$K_{i-j}(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^A, \mathbf{U}_k^X)$	0,992	0,971	-0,238	-0,393	-0,134	-0,349	-0,429	0,331	-0,361	-0,488	-0,638
$K_{i-j}(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^B, \mathbf{U}_k^X)$	-0,612	0,361	-0,486	-0,203	-0,799	-0,663	-0,689	-0,338	0,803	-0,739	-0,463
$K_{i-j}(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^C, \mathbf{U}_k^X)$	-0,311	-0,683	0,481	0,994	0,997	0,995	0,987	0,992	0,999	0,995	0,989
Подвектор	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
Диапазон измерений $i-j$	331-345	346-360	361-375	376-390	391-405	406-420	421-435	436-450	451-465	466-480	481-500
$K_{i-j}(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^A, \mathbf{U}_k^X)$	-0,354	-0,596	-0,494	-0,404	-0,364	-0,303	-0,039	0,344	-0,462	-0,459	-0,079
$K_{i-j}(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^B, \mathbf{U}_k^X)$	-0,849	-0,751	-0,881	-0,893	-0,459	-0,7	-0,828	-0,842	-0,327	-0,74	-0,509
$K_{i-j}(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^C, \mathbf{U}_k^X)$	0,996	0,995	0,995	0,995	0,993	0,989	0,996	0,993	0,992	0,998	0,998

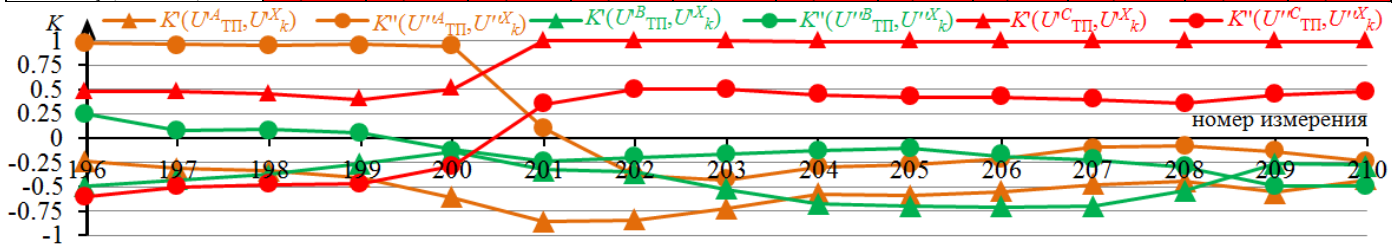


Рис. 2. Графики зависимости коэффициентов корреляции от t

Если подготовленный для ФИ вектор (2) содержит измерения напряжений разных фаз из-за переключения счетчика потребителя к РС НН, то коэффициенты корреляции для реконструируемых фаз, рассчитанные по формуле (3), могут быть близки друг к другу или значения всех трех коэффициентов могут находиться в зоне слабой корреляции. Например, при реконструкции фазы подключения счетчика потребителя k с фазы A на фазу C коэффициенты $K(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^A, \mathbf{U}_k^X) = -0,055$, $K(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^B, \mathbf{U}_k^X) = 0,111$ и $K(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^C, \mathbf{U}_k^X) = 0,494$ по реально измеренным профилям счетчиков на рис. 1 находятся в зоне слабой корреляции. В этом и других подобных случаях корреляционный анализ напряжений [7] не может обеспечить корректной идентификации фаз подключения счетчика потребителя. Следовательно, этот метод нуждается в модернизации.

Для определения количества и последовательности переключений потребителя между фазами за отчетный период предлагается использовать двухэтапный алгоритм ФИ. На первом этапе векторы (1) и (2) делятся на подвекторы с числом измерений не менее N . Число N выбирается так, чтобы в результате расчета по формуле (3) коэффициенты корреляции между подвекторами напряжений были значимыми [6]. По близким к единице коэффициентам корреляции, рассчитанным между подвекторами напряжений, можно установить диапазоны измерений без реконструкции фаз подключения счетчиков к РС НН и фазу подключения X счетчиков к РС НН. Для измеренных напряжений на рис. 1 определено $N=15$. В таблице I видно, что коэффициенты корреляции $K_{i-j}(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^F, \mathbf{U}_k^X)$, рассчитанные по формуле (3), между подвекторами напряжений для тринадцати первых диапазонов измерений $i-j$ больше 0,9 между напряжениями счетчика потребителя и балансного счетчика в фазе A , а в 19 последних – в фазе C . Коэффициенты корреляции между

14-ми подвекторами напряжений ($-0,238$, $-0,486$ и $0,481$), находящиеся в зоне слабой корреляции, указывают на реконструкцию фазы подключения потребителя к РС НН в диапазоне измерений 196-210.

На втором этапе для каждого момента времени t из диапазона с переключением фаз вычисляются коэффициенты корреляции $K'_t(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^F, \mathbf{U}_k^X)$ и $K''_t(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^F, \mathbf{U}_k^X)$ (3) между подвекторами:

$$\begin{aligned} \mathbf{U}_k^X &= [U_{kt}^X; U_{k,t+1}^X; \dots; U_{k,t+N-1}^X; \dots; U_{k,t+N}^X]; \\ \mathbf{U}_{\text{ТП}}^X &= [U_{\text{ТП},t-N}^X; U_{\text{ТП},t-N+1}^X; \dots; U_{\text{ТП},t-1}^X; \dots; U_{\text{ТП},t}^X]; \\ \mathbf{U}_{\text{ТП}}^F &= [U_{\text{ТП},t}^F; U_{\text{ТП},t+1}^F; \dots; U_{\text{ТП},t+N-1}^F; \dots; U_{\text{ТП},t}^F]; \\ \mathbf{U}_{\text{ТП}}^{F'} &= [U_{\text{ТП},t-N}^F; U_{\text{ТП},t-N+1}^F; \dots; U_{\text{ТП},t-1}^F; \dots; U_{\text{ТП},t}^F]. \end{aligned}$$

Для каждого момента времени t фаза подключения счетчика X определяется по максимальному значению из этих коэффициентов. Построенные по расчетным значениям на рис. 2 графики зависимости коэффициентов корреляции $K'_t(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^{A,B,C}, \mathbf{U}_k^X)$ и $K''_t(\mathbf{U}_{\text{ТП}}^{A,B,C}, \mathbf{U}_k^X)$ от $t = 196, 197, \dots, 210$ указывают на подключение СП к фазе A с 196 по 200 измерение, а с 201 по 210 измерение – к фазе C .

IV. ПРИМЕНЕНИЕ КЛАСТЕРНОГО АНАЛИЗА

Измерения напряжений, соответствующие периодам времени, в течение которых фаза подключения счетчика потребителя не менялась, могут быть объединены в группы. Для этого предлагается использовать кластеризацию в полях рассеивания напряжений ТП в фазах A, B, C и потребителя X .

Каждая точка на диаграмме рассеивания (рис. 3) соответствует двум измерениям, выполненным в один и тот же момент времени. Абсцисса каждой точки – это измерение напряжения потребителя, ордината – измерение напряжения фазы ТП. Точки диаграмм рассеивания рассматриваются как элементы кластеров.

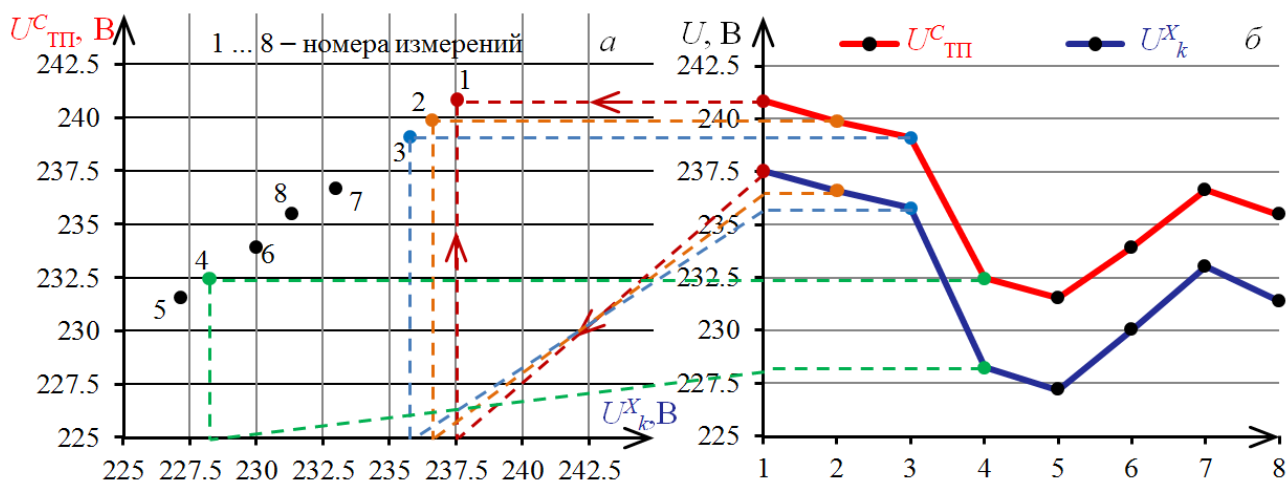


Рис. 3. Построение диаграммы рассеивания (а) по графикам (б) напряжений фазы С ТП и X потребителя k

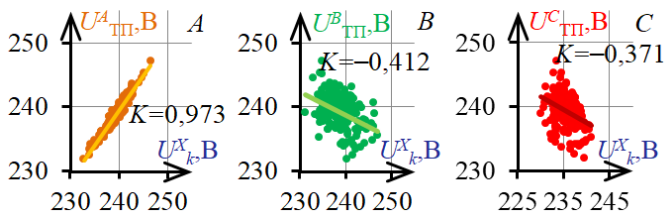


Рис. 4. Диаграммы рассеивания напряжений ТП в фазах А, В, С и потребителя X без переключений фаз по первым 195 измерениям

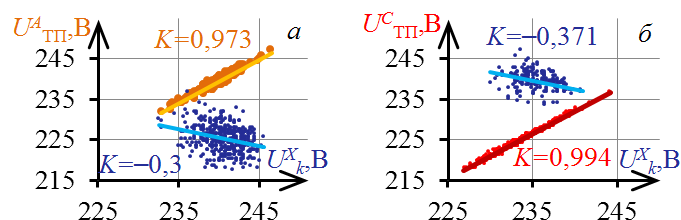


Рис. 5. Диаграммы рассеивания напряжений при переключении с фазы А на С по всем измерениям: а) фазы А ТП и X потребителя k; б) фазы С ТП и X потребителя k

На рис. 4 представлены диаграммы рассеивания, построенные для фаз А, В, С по первым 195 измерениям (см. рис. 1) без изменения фазы подключения счетчика потребителя, а на рис. 5 – для фаз А и С по всем измерениям с переключением с фазы А на фазу С. Если в течение всего расчетного периода потребитель был подключен к одной фазе, например, к фазе А, то диаграмма рассеивания для этой фазы (см. рис. 4А) представляет собой концентрированное, вытянутое, скошенное, облако овальное с положительным угловым коэффициентом, а для других фаз В и С – рассеянное облако (см. рис. 4В и С). При переключениях с фазы А на С поля рассеивания на рис. 5а и б будут содержать как вытянутые, скошенные, овальные, так и рассеянные облака в фазах А и С. Точки t , формирующие на диаграммах фаз А и С скошенные облака, соответствуют моментам t подключения счетчика к фазам А и С соответственно.

Если облака не накладываются друг на друга (как на рис. 5б), то для объединения измерений в группы подключения по фазам можно применить любой алгоритм кластеризации. При наложении облаков (как на рис. 5а), следует использовать алгоритм кластеризации ожидания-максимизации на основе гауссовой модели, так как напряжения распределяются по закону, близкому к нормальному.

V. РЕЗУЛЬТАТЫ

В работе показана практическая возможность идентификации фаз подключения счетчиков в реальной РС при переключениях на основе корреляционного и кластерного анализ напряжений. Эффективность разработанных алгоритмов ФИ подтверждена тестированием на реальных измерениях напряжений, полученных непосредственно со счетчиков. С помощью предложенных алгоритмов удалось точно определить фазу подключения счетчика потребителя как до, так и после

переключения, а также зафиксировать сам момент переключения фаз.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2026-0012) программы фундаментальных исследований РФ на 2026-2030 гг.

Список литературы

- [1] Правила предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности): утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 г. № 890 // Официальное опубликование правовых актов. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/0001202006230034> (дата обращения: 30.11.2025).
- [2] Кузькина Я.И. Оценивание состояния трехфазной четырехпроводной вторичной распределительной сети / Я.И. Кузькина, И.И. Голуб, Е.В. Болоев // Вестник ИргТУ. – 2020. – 24 (3). – С. 649-662.
- [3] Анализ особенностей расчета потокораспределения и потерь мощности реальной распределительной сети низкого напряжения по измерениям интеллектуальных счетчиков / В.А. Стенников, И.И. Голуб, Е.В. Болоев [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2022. – Т.72. №3. – С. 22-31.
- [4] Использование измерений интеллектуальных счетчиков для установления виновных в неучтенном потреблении электроэнергии / В.А. Стенников, И.И. Голуб, Е.В. Болоев [и др.] // Энергетик. – 2024. – № 4. – С. 3-13.
- [5] Ma K. Review of distribution network phase unbalance: Scale, causes, consequences, solutions, and future research directions / K. Ma, L. Fang, W. Kong // CSEE Journal of Power and Energy Systems. – 2020. – Vol. 6 (3). – P. 479-488.
- [6] GMM-Based Phase Group Identification for Residential Low Voltage Networks / E. Karunaratne, A. Simonovska, L.F. Ochoa [et al.] // 2023 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Orlando (USA). – 2023. – 5 p.
- [7] Голуб И.И., Кузькина Я.И. Идентификация фаз подключения интеллектуальных счетчиков в низковольтной распределительной сети // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2020. – Т. 24. – № 1. – С. 135-144.

МЕТОДОЛОГИЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ИНФОРМАТИВНЫХ ПАТТЕРНОВ ИЗ ТОКОВЫХ СИГНАЛОВ АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ДЛЯ СИСТЕМ ДИАГНОСТИКИ

Распутин Д.Л.

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»
Санкт-Петербург, Россия
e-mail: den.rasputin@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Ранняя диагностика дефектов асинхронных двигателей является важной задачей для обеспечения надежности промышленных процессов. Классический метод спектрального анализ тока статора, не всегда способен выявить зарождающиеся неисправности. Перспективным решением является применение интеллектуальных систем диагностики на базе методов машинного обучения, однако их разработка ограничивается отсутствием качественных наборов данных с информативными признаками дефектов. Возникает задача разработки алгоритмического обеспечения для автоматизированного извлечения информативных паттернов из исходного сигнала с использованием современных методов и их последующей оценки.

Материалы и методы: Анализ временных рядов тока статора проводился с использованием адаптивных методов для нестационарных сигналов, интегрированных в единый алгоритмический подход.

Результаты: На основе применения методов эмпирической модовой декомпозиции (EMD) и сингулярно-спектрального анализа (SSA) сформированы количественные признаки зарождающихся дефектов, а предложенная методика позволила установить их корреляцию с фактическим состоянием оборудования.

Выводы: Разработанный подход автоматизирует извлечение диагностических признаков из сигналов тока и формирует верифицированную основу (признаковое пространство) для последующей разработки систем диагностики на базе машинного обучения, способных выявлять дефекты на ранней стадии.

Ключевые слова: токовая диагностика, анализ временных рядов, подшипниковые узлы, извлечение информативных паттернов, машинное обучение, предиктивное обслуживание.

FEATURE EXTRACTION FRAMEWORK FOR INDUCTION MOTOR DIAGNOSTICS BASED ON NON-STATIONARY STATOR CURRENT ANALYSIS

Daniil Rasputin

Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University,
Saint Petersburg, Russia
e-mail: den.rasputin@mail.ru

Abstract

Background: Early-stage fault diagnosis in induction motors is a crucial task for ensuring the reliability of industrial processes. The classic method of stator current spectral analysis is not always sufficient for detecting incipient faults. A promising solution is the application of intelligent diagnostic systems based on machine learning methods; however, their development is hindered by the lack of high-quality datasets containing informative defect features. This necessitates the development of an algorithmic framework for the automated extraction of informative patterns from the raw signal using modern algorithms and their subsequent evaluation.

Materials and Methods: The stator current time-series analysis was performed using adaptive methods for non-stationary signals, integrated into a unified algorithmic approach.

Results: Using Empirical Mode Decomposition (EMD) and Singular Spectrum Analysis (SSA) methods, quantitative features representing incipient defects were generated. The proposed methodology allowed establishing their correlation with the actual equipment health state.

Conclusions: The developed approach automates the extraction of diagnostic features from current signals and forms a verified foundation (feature space) for the subsequent development of machine learning-based diagnostic systems capable of detecting defects at an early stage.

Key words: current-based diagnostics, time-series analysis, bearing assemblies, informative pattern extraction, machine learning, predictive maintenance.

I. ВВЕДЕНИЕ

Правильная эксплуатация асинхронных двигателей (АД) является критическим фактором для стабильности промышленных процессов, особенно в ТЭЖ и МСК. Наиболее частой причиной отказов АД являются повреждения подшипниковых узлов [1]. Традиционные методы диагностики не всегда эффективны для обнаружения зарождающихся дефектов в специфических условиях промышленных комплексов [2]. Перспективным направлением является создание интеллектуальных систем диагностики на базе машинного обучения, однако для их обучения требуются качественные, информативные наборы данных, отражающие наличие дефектов. Целью исследования является обоснование и апробация методики, предназначенного для автоматизированного извлечения информативных паттернов из временных рядов тока статора, коррелирующих с фактическим состоянием АД.

II. МЕТОДЫ

В основе методологии лежит алгоритмический комплекс, предназначенный для обработки временных рядов тока и выделения информативных признаков. Для повышения воспроизводимости исследований и точности анализа были формализованы процедуры: предварительной обработки данных, структурирования метаданных для связи паттернов с состоянием оборудования и модуль фазовой синхронизации сигналов

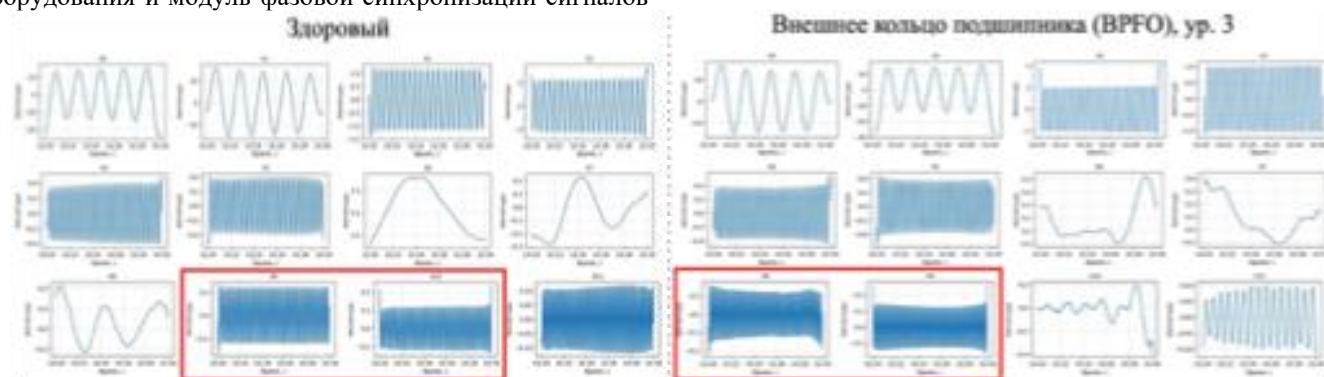


Рис. 1. Миграция восстановленных компонент сигналов при эксплуатации без дефекта и с внесённым дефектом

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Ключевым результатом является формализация этапов извлечения диагностических паттернов из временных рядов тока статора. В отличие от изолированного использования отдельных алгоритмов, предложенный подход представляет собой комплексное решение по подготовке данных. Методика выполняет ключевую функцию формирования репрезентативного признакового пространства из исходного сигнала тока АД, что является необходимым условием для эффективной работы интеллектуальных диагностических моделей. Извлеченные паттерны, представленные в виде вектора количественных характеристик, служат верифицированной входной базой для обучения классификаторов, обеспечивая автоматизацию оценки технического состояния оборудования.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках исследования был разработан и апробирован алгоритмический подход, решающий задачу обработки временных рядов тока для сбора диагностических данных.

для их корректного сопоставления и визуального анализа. Исследование проводилось на открытом наборе экспериментальных данных, содержащих сигналы тока статора асинхронного двигателя с различными типами повреждений подшипниковых узлов. Обработка исследуемых сигналов выполнялась с использованием адаптивных методов анализа нестационарных временных рядов – эмпирической модовой декомпозиции (EMD) и сингулярно-спектрального анализа (SSA).

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Апробация предложенной методики на экспериментальных данных показала её эффективность в задаче извлечения информативных паттернов, свидетельствующих о наличии дефектов на ранней стадии, из сигнала тока. Стандартный спектральный анализ на основе быстрого преобразования Фурье не выявил статистически значимых амплитудных всплесков на характерных частотах дефектов. Анализ с использованием EMD, напротив, показал устойчивое увеличение энергетического вклада определённых внутренних модальных функций. Аналогично, применение SSA выявило другой тип информативного паттерна – миграцию групп сингулярных компонент при наличии дефекта, которая показана на рис. 1. В результате были определены конкретные информативные признаки, имеющие высокую корреляцию с фактическим состоянием оборудования.

Продемонстрировано, что методика позволяет устойчиво выделять информативные паттерны, коррелирующие с наличием дефектов подшипников на ранней стадии. Это формирует базу для создания надежных интеллектуальных систем диагностики на базе машинного обучения.

Список литературы

- [1] Koteleva N., Korolev N., Zhukovskiy Y., Baranov G. A Soft Sensor for Measuring the Wear of an Induction Motor Bearing by the Park's Vector Components of Current and Voltage // *Sensors*. – 2021. – Т. 21. – № 23. – 7900. – DOI: 10.3390/s21237900.
- [2] Zhukovskiy Y., Buldysko A., Revin I. Induction Motor Bearing Fault Diagnosis Based on Singular Value Decomposition of the Stator Current // *Energies*. – 2023. – Т. 16. – № 8. – 3303. – DOI: 10.3390/en160833.

РАЗРАБОТКА ПОДХОДА К МОНИТОРИНГУ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АНОМАЛИЙ НА ГЕНЕРИРУЮЩЕМ ОБОРУДОВАНИИ ПО ДАННЫМ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

Рафиков В.Р.¹, Дубинин Д.М.²

¹ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», ²АО «СО ЕЭС»
¹Иваново, ²Москва, Россия
e-mail: vadim_rafikov@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Возможность раннего выявления отклонений режимных параметров синхронных генераторов от их нормальных значений, обусловленных внутренними повреждениями в синхронной машине, обеспечивает снижение издержек, связанных с авариями и вынужденным простоем генерирующего оборудования. Активное развитие технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ) в Единой энергосистеме (ЕЭС) России способствует формированию новой технологической платформы для решения задач в области мониторинга и диагностики оборудования электроэнергетической системы (ЭЭС), в частности СГ. Синергия технологии СВИ с алгоритмами машинного обучения представляет новые перспективы в области разработки более чувствительных и адаптивных методов мониторинга оборудования, что способствует формированию прочной основы для создания интеллектуальных систем предиктивной аналитики и мониторинга оборудования ЭЭС. В настоящей статье представлен подход к мониторингу генерирующего оборудования по данным СВИ режимных параметров с использованием методов машинного обучения.

Материалы и методы: В работе использовались методы теории электрических цепей, математического описания электрических машин, а также методов машинного обучения. Вычислительные эксперименты осуществлялись в программном комплексе *MATLAB* с использованием среды имитационного моделирования *Simulink*, а также пакетов расширений *Deep Learning Toolbox* и *Statistics and Machine Learning Toolbox*. Кроме того, для верификации результатов использовались реальные данные СВИ генератора ЕЭС России.

Результаты: Разработан и успешно протестирован подход к мониторингу генерирующего оборудования по данным СВИ. Реализован прототип инструмента мониторинга в виде программного кода.

Выводы: Разработанный подход позволяет выявлять отклонения режима работы генератора от нормального, а также диагностировать возникновение неисправностей в измерительных трансформаторах и высоковольтном оборудовании на основе данных СВИ без использования дополнительных датчиков. В свою очередь, применение алгоритмов машинного обучения позволяет автоматизировать процедуру мониторинга оборудования, а также отслеживать динамику изменения режимных параметров, прогнозируя потенциальное развитие неисправностей, тем самым предотвращая отказы оборудования и аварии.

Ключевые слова: синхронизированные векторные измерения, синхронный генератор, система мониторинга переходных режимов, машинное обучение, мониторинг генерирующего оборудования

DEVELOPMENT OF AN APPROACH TO MONITORING ANOMALY DETECTION IN GENERATING EQUIPMENT BASED ON SYNCHRONIZED PHASOR MEASUREMENT DATA USING MACHINE LEARNING

¹Vadim Rafikov, ²Dmitrii Dubinin

¹Ivanovo State Power Engineering University, ²JSC SO UPS
¹Ivanovo, ²Moscow, Russia
e-mail: vadim_rafikov@mail.ru

Abstract

Background: Early detection of anomalies in the operation of synchronous generators (SG) helps minimize costs associated with repair activities and downtime of generating equipment caused by failures and damage. The active development of synchronized phasor measurement (PMU) technology in the Unified Power System (UPS) of Russia is fostering the creation of a new technological platform for addressing monitoring and diagnostics challenges in power system equipment – particularly synchronous generators. The synergy between PMU technology and machine learning algorithms opens new prospects for

developing more sensitive and adaptive equipment monitoring methods, laying a solid foundation for intelligent predictive analytics and monitoring systems in power systems. This paper presents an approach to monitoring generating equipment using PMU-based operational parameter data combined with machine learning techniques.

Materials and methods: The study employed methods from electric circuit theory, mathematical modeling of electrical machines, and machine learning techniques. Computational experiments were carried out using the MATLAB software environment, leveraging the Simulink simulation platform along with the Deep Learning Toolbox and Statistics and Machine Learning Toolbox. Additionally, real-world PMU data obtained from a generator in the UPS of Russia were used to verify the results.

Results: An approach for monitoring generating equipment based on PMU data was developed and successfully tested. A prototype monitoring tool was implemented in the form of executable software code.

Conclusions: The proposed approach enables early detection of anomalies in generator operation, assessment of current equipment condition, and prediction of potential failures using only PMU data – without requiring additional sensors. Moreover, the application of machine learning algorithms automates the monitoring process and facilitates tracking the dynamic evolution of key operational parameters, thereby forecasting the progression of incipient faults and defects and ultimately helping prevent equipment failures and system emergencies.

Key words: synchronized phasor measurements, synchronous generator, wide area measurement system, machine learning, monitoring of generating equipment.

I. ВВЕДЕНИЕ

Синхронные генераторы (СГ) играют ключевую роль в обеспечении стабильности, надежности и эффективности работы электроэнергетических систем (ЭЭС). Выявление аномалий в работе СГ на ранних стадиях позволяет минимизировать издержки, вызванные проведением ремонтных работ и простоем генерирующего оборудования вследствие аварий и повреждений.

Существующий в настоящее время инструментарий выявления аномалий и идентификации повреждений, а также ненормальных режимов работы генерирующего оборудования, включает в себя системы мониторинга и диагностики, позволяющие осуществлять контроль состояния обмоток статора и ротора СГ, выявлять эксцентриситет ротора, нарушения в работе систем охлаждения и определять множество других типов дефектов [1-3]. Рассматриваемые инструменты используют данные с измерительных трансформаторов токов и напряжений, а также предполагают применение дополнительных измерительных систем, преобразователей и датчиков (температурных датчиков, датчиков частичных разрядов, устройств контроля сопротивления изоляции и пр.).

Развитие системы мониторинга переходных режимов (СМНР), основу которой составляет технология синхронизированных векторных измерений (СВИ), обеспечивает непрерывную фиксацию векторов токов и напряжений статорной цепи СГ, а также значений напряжения и тока возбуждения генераторов с высокой точностью и частотой дискретизации 50 раз в секунду [4-6], предоставляет новые перспективы в области непрерывного мониторинга оборудования ЭЭС, в частности, СГ. В Единой энергосистеме (ЕЭС) России установка устройств СВИ (УСВИ) на электрических станциях регламентируется [7], при этом данные СВИ хранятся в концентраторах синхронизированных векторных данных и могут быть доступны как на объектах электроэнергетики, так и в диспетчерских центрах различных уровней.

Активное развитие методов машинного обучения создаёт предпосылки для построения более чувствительных и адаптивных систем мониторинга энергетического оборудования. Современные алгоритмы машинного обучения позволяют не только эффективно выявлять повреждения в генераторах, но и обеспечивают следующие ключевые возможности: автоматизацию процесса обнаружения аномалий, их классификацию, а также прогнозирование возникновения и непрерывное отслеживание постепенного развития дефектов. Синергия технологии СВИ и методов машинного обучения формирует прочную основу для создания интеллектуальных систем предиктивной аналитики и мониторинга оборудования энергосистемы.

Настоящее исследование посвящено разработке инструмента, предназначенного для раннего обнаружения аномалий в работе генерирующего оборудования электростанций по данным СВИ стационарных и динамических режимов. В работе предложен подход к идентификации неисправностей и ненормальных режимов функционирования СГ, основанный на анализе динамики ключевых режимных параметров. Методология опирается на алгоритмы машинного обучения и обеспечивает высокую точность и эффективность при диагностике состояния генераторов: позволяет своевременно обнаруживать перегрузки, несимметричные режимы, обусловленные как внутренними повреждениями, так и конструктивными дефектами оборудования. Кроме того, на основе предложенного подхода возможна реализация алгоритмов диагностики повреждений в трансформаторах напряжения и вторичных цепях. Существенным преимуществом разработанного решения является отсутствие необходимости применения дополнительных датчиков и устройств – инструмент использует исключительно измерения, входящие в состав типового кадра данных СВИ.

II. ПОДХОД К МОНИТОРИНГУ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для мониторинга генерирующего оборудования электростанций предлагается осуществлять анализ

изменения режимных параметров, значения которых содержатся в кадрах данных СВИ, либо могут быть рассчитаны на основе имеющейся информации [4-6]. С целью оценки динамики изменения режимных параметров в течение эксплуатации предполагается использование методов машинного обучения: *LSTM Autoencoder* и *Isolation Forest*. В рамках рассматриваемого подхода осуществляется оценка ряда ключевых режимных параметров, таких как активная и реактивная мощности СГ, токи и напряжения обратной и нулевой последовательностей, а также среднеквадратичные отклонения (СКО) сигналов тока возбуждения и мощностей СГ. Анализ указанных параметров потенциально позволит выявлять признаки, характерные для ряда повреждений генерирующего оборудования (например, колебаний ротора, неисправностей контура возбуждения, повреждений изоляции, замыканий в обмотках статора и ротора и пр.). Кроме того, нехарактерное изменение величин обратной и нулевой последовательностей может свидетельствовать о неисправностях измерительных трансформаторов, и их вторичных цепей.

LSTM Autoencoder обучается на СВИ – данных нормальных режимов и выявляет аномалии (например, колебания мощности или рост компонент обратной/нулевой последовательностей) по увеличению ошибки восстановления последовательности данных. Для повышения надёжности алгоритм дополняется *Isolation Forest* – с целью обнаружения редких выбросов. Совокупное использование двух методов обеспечивает высокую чувствительность, адаптивность без необходимости задания фиксированных порогов и возможность отслеживать динамику развития дефектов на ранних стадиях.

В дополнение к методам машинного обучения целесообразно применять пороговый контроль критических параметров – токов обратной и нулевой последовательностей, а также активной и реактивной мощностей, – с выдачей сигнала при их превышении. Пороги могут устанавливаться на основе паспортных данных, нормативной документации или на основе результатов статистического анализа большого числа данных СВИ.

Для обнаружения дефектов и аномалий также представляется возможным осуществлять непрерывный мониторинг фактических значений параметров моделей СГ. В настоящем исследовании рассматривается мониторинг значений параметров моделей синхронного генератора – в частности, синхронных сопротивлений СГ по продольной и поперечной осям (x_d, x_q). Данные параметры могут быть идентифицированы с использованием данных СВИ квазиустановившихся режимов. Изменение значений параметров относительно устойчивых трендов может свидетельствовать о повреждении обмоток статора (витковые замыкания, нарушение изоляции) или ротора. Для идентификации параметров используется нейросеть *Multilayer Perceptron (MLP)*, отличающаяся простотой архитектуры, устойчивостью к шуму, а также быстрым обучением.

III. ХАРАКТЕРИСТИКА ИНСТРУМЕНТА

Прототип инструмента представляет собой совокупность функций, реализованных на языке программирования *MATLAB*. В составе прототипа инструмента присутствует алгоритм предварительной обработки, который позволяет восстановить пропущенные кадры данных (измерения в составе кадров данных) или данные некорректного формата при помощи интерполяции, удалить выбросы, унифицировать единицы измерений и формат представления данных. Минимально необходимый набор входных измерений включает фазные токи и напряжения статора, а также ток и напряжение возбуждения СГ. Активная и реактивная мощности, а также токи обратной и нулевой последовательностей могут быть либо получены непосредственно из СМПП, либо вычислены на основе фазных токов и напряжений статора. Для идентификации синхронных сопротивлений дополнительно требуются номинальные значения мощности и напряжения генератора.

На основе описанных алгоритмов машинного обучения инструмента анализирует ключевые режимные параметры и оценивает синхронные сопротивления СГ. При выявлении признаков аномалии – роста несимметрии токов/напряжений, колебаний параметров или иных отклонений от нормального поведения – формируется предупреждающий сигнал.

В качестве обобщённой метрики аномальности используется нормированный индекс в диапазоне от 0 (полное соответствие норме) до 1 (критическое отклонение), рассчитываемый как взвешенная сумма двух компонент: СКО реконструкции *LSTM Autoencoder* и оценки *Isolation Forest*. Веса компонент задаются при настройке системы.

IV. АПРОБАЦИЯ ИНСТРУМЕНТА

На первом этапе апробации прототипа проведены вычислительные эксперименты с использованием синтетических данных, сгенерированных в *MATLAB/Simulink* для режимов несимметрии, колебаний активной и реактивной мощностей, перегрузки СГ и неисправностей цепей возбуждения, а также для расчёта синхронных сопротивлений по квазиустановившимся режимам. Все данные моделировались с учётом погрешностей измерений: систематическая составляющая (полная векторная погрешность – *TVE*) не превышала 1 %, СКО шума – 0,05 %.

Рис.1 иллюстрирует случай наличия несимметрии фазных токов статора. На графике показаны модули последовательностей – прямой, обратной и нулевой (прямая и нулевая приведены в % от величины прямой последовательности) с индикатором в диалоговом окне, указывающем о наличии отклонения от нормы.

В Таблице I приведены результаты идентификации синхронных параметров СГ для случаев, в которых рассматривались данные СВИ разного количества квазиустановившихся режимов. Отклонения от эталона приведены в процентах, эталонные значения сопротивлений составляют $x_d = 0,59$ о.е. и $x_q = 0,39$ о.е.

VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе предложен подход к выявлению аномалий в генерирующем оборудовании на основе данных СВИ и алгоритмов машинного обучения. Подход использует только стандартный кадр СВИ, не требуя дополнительных датчиков, и обеспечивает автоматизированное, раннее обнаружение повреждений, повышая надёжность и эффективность функционирования ЕЭС.

Реализованный прототип программного инструмента успешно протестирован на синтетических данных аномальных режимов. Также предложенный инструмент содержит возможность оценки синхронных сопротивлений СГ. Вычислительные эксперименты продемонстрировали, что погрешность идентификации параметров не превышает 4 % даже при наличии систематических и случайных погрешностей в СВИ. Эксперимент с реальными данными СВИ подтвердил работоспособность подхода и его практическую применимость.

Ключевой задачей дальнейших исследований является формирование репрезентативных обучающих выборок, охватывающих разнообразие нормальных режимов, а также масштабная верификация алгоритмов на реальных данных из различных энергосистем.

Список литературы

- [1] Разумов, Р. В. Системы мониторинга высоковольтного энергетического оборудования. / Р. В. Разумов, А. В. Михайлов, М. Ю. Соловьев // Релейная защита и автоматизация. – 2019. – № 3(36). – С. 56-62.
- [2] Завидей, В. И. Состояние и перспективы внедрения систем мониторинга и технического диагностирования электрических машин и аппаратов / В. И. Завидей, М. А. Свиридов, В. Н. Рущинский // Экспозиция Нефть Газ. – 2019. – № 1(68). – С. 68-72.
- [3] Немирович-Скрабатун, Д. Н. Опыт создания системы автоматического распознавания аномалий в работе энергетического оборудования / Д. Н. Немирович-Скрабатун, А. А. Персаяев // Электрические станции. – 2022. – № 1(1086). – С. 49-56.
- [4] ГОСТ Р 59364–2021. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования. Дата введ. 14.04.2021. – М., 2021.
- [5] ГОСТ Р 59365–2021. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования. Дата введ. 14.04.2021. – М., 2021.
- [6] Жуков А.В., Дубинин Д.М. Развитие технологии синхронизированных векторных измерений в ЕЭС России // Цифровая подстанция. – 2017. – №8. – С. 24-33.
- [7] «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики». Министерство энергетики Российской Федерации, приказ № 101 от 13 февраля 2019 г.
- [8] Жуков А.В. Применение технологии СВИ для повышения надежности эксплуатации генерирующего и сетевого оборудования объектов электроэнергетики / А.В. Жуков, Е.И. Сапук, Д.М. Дубинин, О.В. Журавлева // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Материалы 95-го заседания Международного научного семинара, пос. Хужир (оз. Байкал), 09–15 июля 2023 года / Отв. редактор В.А. Стеников. Том Выпуск 74. – Иркутск: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, 2023. – С. 623–632.

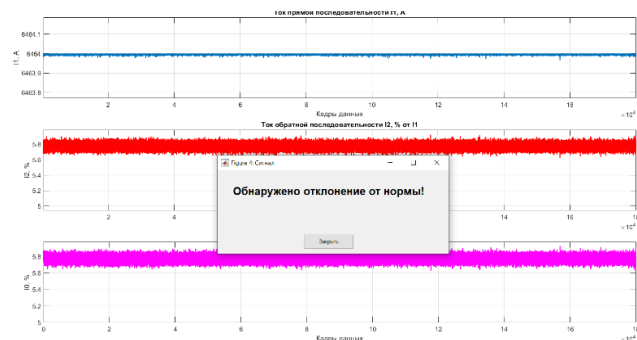


Рис. 1. Результаты апробации инструмента с использованием данных СВИ несимметричного режима

Таблица I. РЕЗУЛЬТАТЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ СИНХРОННЫХ ПАРАМЕТРОВ

Отклонение от эталона	2 режима	5 режимов	7 режимов
$x_d, \%$	3,59	1,9	1,46
$x_q, \%$	3,9	2,1	1,72

Погрешности результатов идентификации не превышают 4% при наличии систематических и случайных ошибок в данных СВИ. При этом с увеличением числа режимов, данные которых используются для идентификации, ошибка снижается и для случая семи режимов не превышает 1,8 % относительно эталона.

На основании результатов вычислительных экспериментов представляется возможным сделать выводы о корректности программной реализации прототипа инструмента, а также работоспособности предложенного подхода.

V. ЭКСПЕРИМЕНТЫ С РЕАЛЬНЫМИ ДАННЫМИ СВИ

На следующем этапе исследований рассматривались реальные данные СВИ, полученные с электростанции ЕЭС России. рис. 2 иллюстрирует случай роста несимметрии фазных напряжений статора на одном из генераторов электрической станции. В данном случае генератор был отключен действием защиты от замыкания на землю в обмотке статора из-за повреждения высоковольтного конденсатора [8]. В результате экспериментов получено, что предложенный инструмент позволяет выявлять подобные случаи на ранней стадии и выдавать предупреждение. При этом процесс осуществляется автоматически и не требует задания жестких порогов для идентификации аномалий.

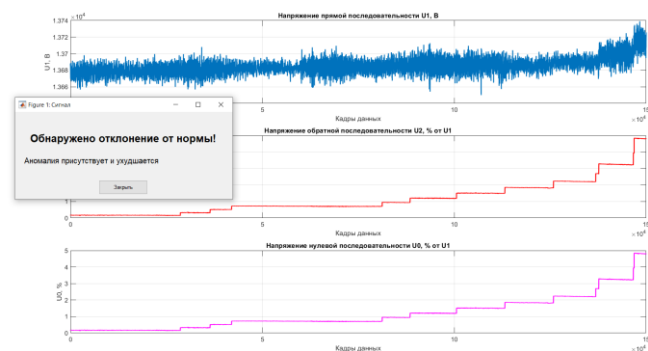


Рис. 2. Результат работы алгоритма при росте несимметрии, вызванном повреждением оборудования

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ НА ОСНОВЕ НЕЙРОСЕТЕВЫХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ЭКСПРЕСС АНАЛИЗА ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Троицкий Е.Д.¹, Умаров Г.Е.², Прохоров А.В.¹

¹ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», ²АО «СО ЕЭС»
Томск, Россия
Email: edt4@tpu.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Включение функций моделирования электромеханических переходных процессов (ЭМПП) и анализа динамической устойчивости (ДУ) энергосистем в централизованные автоматизированные системы диспетчерского управления, выполняющие расчеты на основе телеметрии, может существенно увеличивать длительность расчетного цикла. Это связано с вычислительной трудоемкостью традиционно применяемых численных методов решения систем нелинейных дифференциальных уравнений. Для сокращения времени расчетов предлагается применение гибридного метода анализа ДУ, основанного на LSTM-нейронных сетях, позволяющих прогнозировать траекторию ЭМПП в том числе с учётом действий устройств противоаварийной автоматики (ПА).

Материалы и методы: Использованы программный комплекс Rustab [1], а также специально разработанное программное обеспечение (ПО) для обучения и применения LSTM-нейронных сетей для анализа динамической устойчивости генераторов электростанций.

Результаты: Применение LSTM-нейронных сетей совместно с ПК Rustab обеспечивает трехкратное сокращение времени моделирования ЭМПП. Разработанное ПО предоставляет функции автоматизированного формирования обучающей выборки, обучения и валидации ИНС, а также моделирования переходных процессов с учетом управляющих воздействий устройств ПА.

Выводы: Разработанное ПО позволяет существенно ускорить процедуру анализа ДУ и увеличить количество рассматриваемых сценариев.

Ключевые слова: Программное обеспечение, микросервисная архитектура, искусственная нейронная сеть, веб-приложение, машинное обучение, энергосистема, динамическая устойчивость.

SOFTWARE BASED ON NEURAL NETWORK MODELS FOR EXPRESS ANALYSIS OF POWER SYSTEM TRANSIENT STABILITY

Egor Troitsky¹, Anton Prokhorov¹, Gleb Umarov²

¹National Research Tomsk Polytechnic University, ²Russian Power System Operator
Tomsk, Russia
Email: edt4@tpu.ru

Abstract

Background: Integrating functions for simulating electromechanical transients and analyzing transient stability of power systems into centralized automated dispatch control systems which perform computations based on telemetry data can significantly increase the computational cycle duration. This is due to the high computational complexity of conventional numerical methods used to solve systems of nonlinear differential equations. To reduce computation time, a hybrid analysis approach is proposed, leveraging Long Short-Term Memory (LSTM) neural networks capable of forecasting transient trajectories, including the effects of remedial actions.

Materials and Methods: The Rustab software suite was employed, supplemented by custom-developed software specifically designed for training and deploying LSTM neural networks to assess the transient stability of power plant generators.

Results: The combined use of LSTM neural networks and Rustab achieves a threefold reduction in ETP simulation time. The developed software provides automated capabilities for generating training datasets, training and validating artificial neural networks (ANNs), and simulating transient processes while accounting for control actions from PR/EC systems.

Conclusions: The proposed software complex significantly accelerates the transient stability assessment procedure and increases the number of scenarios analyzed. Future work involves incorporating a wider range of control actions.

Key words: Software, microservice architecture, artificial neural network, web application, machine learning, power system, transient stability

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в электроэнергетике используются программно-технические комплексы (ПТК), выполняющие расчеты с высокой периодичностью. К таким комплексам относятся система мониторинга запаса устойчивости (СМЗУ), предназначенная для оценки фактической пропускной способности электрической сети, и централизованная система противоаварийной автоматики (ЦСПА), обеспечивающая в цикле реального времени оценку объемов управляющих воздействий для низовых устройств ПА. Указанные ПТК также обладают функциями моделирования электромеханических переходных процессов (ЭМПП) и анализа динамической устойчивости (ДУ) энергосистем. Однако выполнение данных функций может существенно увеличивать длительность расчетного цикла. Это связано с вычислительной трудоемкостью традиционно применяемых численных методов решения систем нелинейных дифференциальных уравнений, а также тем, что анализ динамической устойчивости электростанций предполагает выполнение многократных расчетов ЭМПП при различном сочетании влияющих факторов: топология схемы, место повреждения, напряжение на шинах электростанций, перетоки в смежных сечениях, потребление в узлах нагрузки и др.

Для сокращения времени моделирования ЭМПП предлагается гибридный подход, сочетающий моделирование начального интервала переходного процесса в ПК Rustab с последующим прогнозированием его развития с помощью LSTM-нейронной сети. Перспективность применения LSTM моделей для моделирования ЭМПП отмечается и в работах других авторов [2], однако, детали автоматизации процессов с использованием данного решения не раскрываются. Кроме того, отличительной особенностью представленных далее результатов является использование модели, позволяющей учитывать действия ПА [3].

Разработанное ПО, позволяющее выполнять автоматизированное формирование обучающей выборки, обучение ИНС и моделирование ЭМПП, имеет микросервисную архитектуру, описанную в следующем разделе.

II. ОБЗОР АРХИТЕКТУРЫ И АЛГОРИТМИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Разработанное программное обеспечение реализовано в виде веб-приложения, построенного на микросервисной архитектуре, и интегрированного с ПК Rustab, используемым в качестве первичного источника данных о динамических свойствах моделируемого объекта. Взаимодействие между микросервисами обеспечивается через брокера сообщений RabbitMQ с использованием протокола STOMP. Обобщенный алгоритм работы приложения представлен на рис. 1. Каждый из микросервисов, представленных на диаграмме, описан далее.

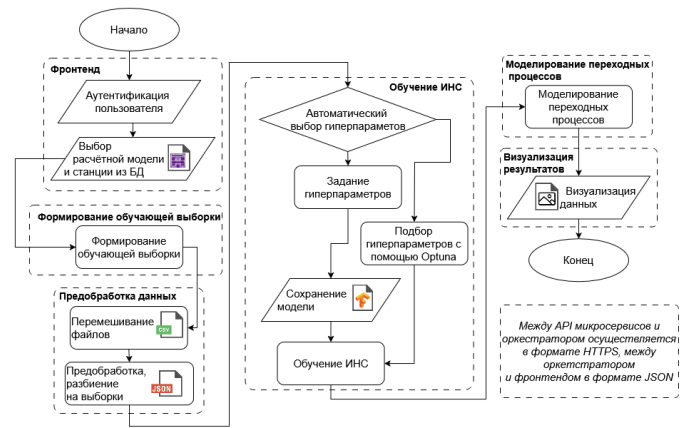


Рис. 1. Структура приложения

Микросервис формирования обучающей выборки. Осуществляет парсинг исходных файлов моделей (.rst, .scn, .dfw, .ut2). На основе заданных пользователем параметров (контролируемая станция, влияющие факторы: напряжения на шинах, перетоки в сечениях, потребление нагрузки) сервис запускает расчеты с выбранной моделью ЭЭС и формирует временные ряды параметров (угол δ , первая производная угла – ω , вторая производная угла – α и изменение мощности станции после ввода УВ – ΔP), характеризующих переходный процесс. Для предотвращения переобучения модели применяется варьирование количества и условий сценариев. Используется многопоточное программирование с механизмами синхронизации (семафоры) для параллельных вычислений.

Микросервис предобработки данных. Реализован на Python с использованием фреймворка Flask и библиотек NumPy и Pandas. Выполняет следующие операции:

- Нормализация временных рядов.
- Вычисление первой и второй производных угла ротора генератора.
- Формирование единого датасета.
- Разделение данных на обучающую (70%), валидационную (10%) и тестовую (20%) выборки.

Микросервис обучения ИНС. Использует подготовленный датасет для обучения рекуррентной нейронной сети (архитектура LSTM) для прогнозирования траекторий ЭМПП. Предусматривает возможность ручной или автоматизированной настройки гиперпараметров. После завершения обучения производится оценка качества модели и ее сохранение в формате h5.

Микросервис моделирования переходных процессов. Применяет обученную ИНС для прогнозного вычисления траекторий изменения углов роторов на основе результатов расчета ЭМПП в Rustab, выполненных в интервале заданного окна наблюдений. Моделирование может выполняться как с учетом, так и без учета логики работы противоаварийной автоматики (моменты и параметры отключения генераторов, ввода противоаварийных воздействий).

Алгоритм моделирования переходных процессов:

- Исходные данные: В ПК «Rustab» рассчитывается переходный процесс от момента

возмущения ($t=0$) до границы окна наблюдения ($t_{вх}$). Результат — временной ряд угла $\delta(0, t_{вх})$.

- Предобработка: Ряд $\delta(0, t_{вх})$ преобразуется, вычисляются его производные (скорость $\omega(0, t_{вх})$ и ускорение $a(0, t_{вх})$) и формируется массив признаков F .
- Прогноз LSTM-F: Массив F подается на вход первой LSTM, которая прогнозирует поведение системы после возмущения до момента времени $t'_{вх}$. Результат — массив $F_пр$.
- Учет УВ: Формируется признак $\Delta P(0, t'_{вх})$ — изменение мощности станции при вводе управляющего воздействия.
- Прогноз LSTM-RA: Объединенный массив $F + F_пр$ и признак ΔP подаются на вход второй LSTM. ИНС прогнозирует траекторию изменения параметров генератора после ввода УВ до момента T' . Конечный результат — массив $F'_пр$.

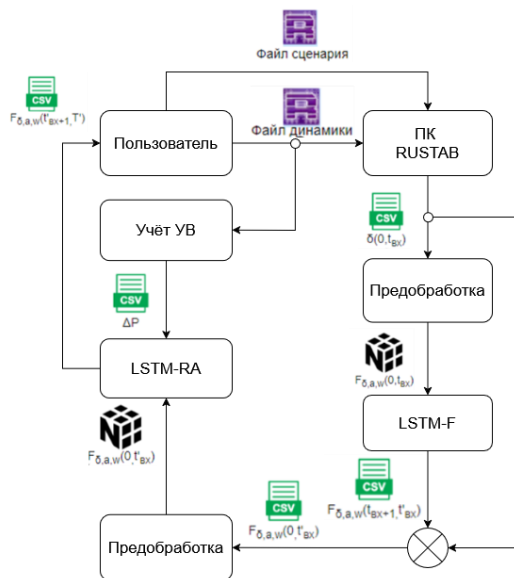


Рис. 2. Алгоритм обучения нейронных сетей

Микросервис визуализации результатов. Обеспечивает представление результатов расчета в виде графиков временных рядов и индикаторов, отображающих факт нарушения устойчивости.

III. ОПТИМИЗАЦИЯ ГИПЕРПАРАМЕТРОВ МОДЕЛИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БИБЛИОТЕКИ OPTUNA

В предыдущих исследованиях [3] выбор гиперпараметров моделей прогнозирования временных рядов осуществлялся эмпирически, на основе экспертных знаний и ограниченного ручного перебора.

В данной работе для решения указанных проблем использован алгоритм TPE, представляющий собой байесовский метод оптимизации, реализованный в библиотеке Optuna [4].

Алгоритм TPE моделирует распределение гиперпараметров как смесь двух распределений (1):

$$P(x|y) = \begin{cases} l(x), & \text{при } y < y^* \\ g(x), & \text{при } y \geq y^* \end{cases} \quad (1)$$

где $l(x)$ – плотность распределения гиперпараметров, соответствующих наблюдениям со значением целевой функции ниже порогового значения

$g(x)$ – плотность распределения гиперпараметров, соответствующих наблюдениям со значением целевой функции не ниже порогового значения

y^* – пороговое значение целевой функции

На каждом шаге TPE строит вероятностные модели $l(x)$ и $g(x)$ на основе истории предыдущих испытаний, а затем генерирует новые гиперпараметры, максимизируя отношение $l(x)/g(x)$, что интуитивно соответствует поиску точек в пространстве гиперпараметров, более вероятно приводящих к лучшим результатам.

При тестировании ПО были выбраны три наиболее влияющих на качество и устойчивость обучения гиперпараметра, что согласуется с практикой настройки рекуррентных нейронных сетей для задач прогнозирования временных рядов [5]:

- Количество нейронов в LSTM-слое (*feedback units*) – определяет ёмкость модели и способность к обучению на более сложных зависимостях. Слишком малое число может привести к недообучению модели, а слишком большое – к переобучению. (Диапазон: 16 – 128)
- Скорость обучения оптимизатора Adam (*learning rate*) – контролирует скорость сходимости и устойчивость обучения. При малых значениях – сходимость оптимизации замедляется или попадает в локальные минимумы, при больших – процесс оптимизации становится неустойчивой (Диапазон: 10^{-5} – 10^{-2})
- Количество эпох, необходимых для реализации раннего останова процесса обучения модели (*patience*) – предотвращает переобучение модели (Диапазон: 2 – 10 эпох)

В отличие от предыдущего исследования [3], где обучение проводилось на фиксированном количестве эпох, в данной работе применен алгоритм раннего останова (*Early Stopping*). Этот метод отслеживает производительность модели на валидационной выборке и автоматически останавливает обучение при начале деградации на валидационных данных.

На примере задачи анализа динамической устойчивости генератора Богучанской ГЭС, был выполнен эксперимент, состоящий из 120 испытаний (*trials*), в каждом из которых тестировалась уникальная комбинация гиперпараметров. В качестве метрики качества прогнозов использовалась MAE. Результаты испытаний на валидационной выборке представлены в таблице I.

Таблица I. РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ

Авто подбор параметров	feedback units	learning rate	patience	MAE
Нет	32	$1 \cdot 10^{-3}$	5	0,271
Да	128	$7,07 \cdot 10^{-4}$	8	0,193

Наибольшую точность (метрика MAE) демонстрирует модель, обученная с автоматическим подбором гиперпараметров (рис. 3).

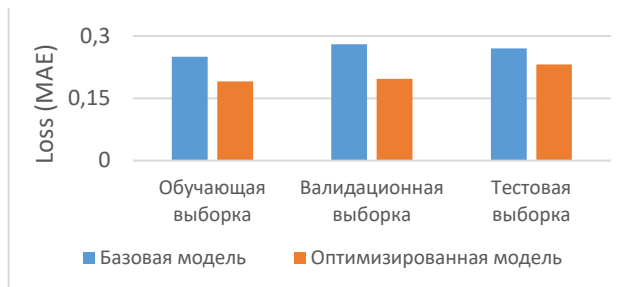


Рис. 3. Сравнение величины ошибок модели до и после оптимизации гиперпараметров

Оптимизированная модель также демонстрирует повышение точности прогнозов при визуальном сопоставлении временных рядов (рис. 4).

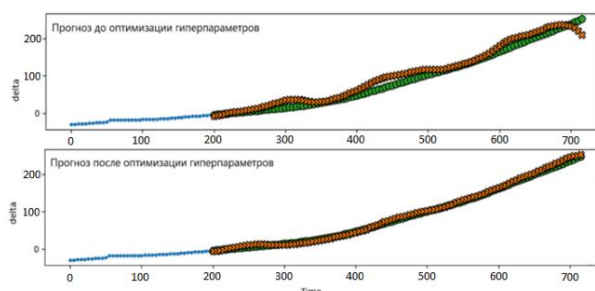


Рис. 4. Сравнение точности прогнозов до и после оптимизации гиперпараметров

Экспериментальная проверка на схемно-режимных ситуациях, рассматриваемых при анализе ДУ Богучанской ГЭС подтвердила высокую точность модели: прогнозные траектории хорошо согласуются с эталонными, полученными в ПК «Rustab».

LSTM-F, прогнозирующая переходный процесс до момента ввода управляющего воздействия, в обоих случаях формирует траекторию не устойчивого движения, однако LSTM-RA, учитывающая объем УВ, достаточно точно воспроизводит переходный процесс, как в случае достаточности УВ и сохранения ДУ (рис. 6), так и в случае нарушения ДУ (рис. 5).

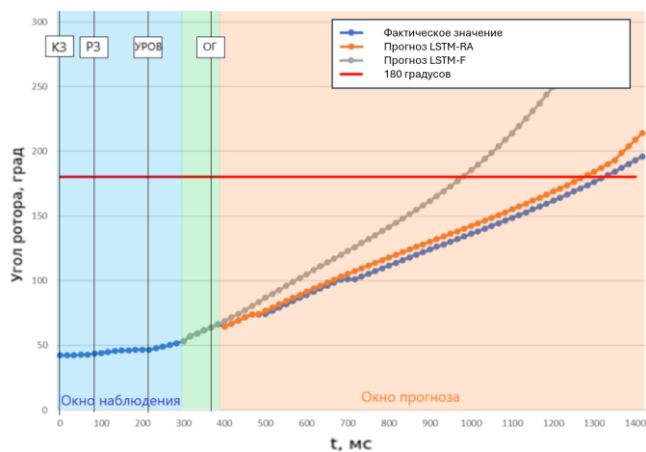


Рис. 5. К⁽¹⁾ на ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС - Ангара № 1 с отказом выключателя со стороны БоГЭС, УРОВ и отключением генератора БоГЭС

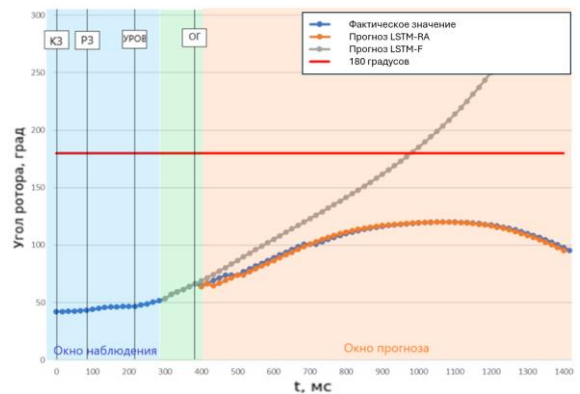


Рис. 6. К⁽¹⁾ на ВЛ 500 кВ Ангара - Камала-1 с отказом выключателя на ПС Ангара, УРОВ и отключением 2-х генераторов на БоГЭС

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанная архитектура ПО позволяет существенно ускорить анализ динамической устойчивости за счет применения LSTM-сетей и автоматизации подготовки данных. Оптимизация гиперпараметров повысила точность прогноза на 37,8% по сравнению с базовой настройкой.

Перспективными направлениями развития являются:

- расширение спектра моделируемых управляющих воздействий (отключение нагрузки, разгрузка турбин);
- прогнозирование при синхронных качаниях.

Практическим результатом исследования является значительное сокращение времени моделирования переходных процессов. При анализе случаев с нарушением устойчивости экономия времени составила:

- Без ввода управляющих воздействий: от 40% (при нарушении ДУ через 500 мс) до 68,43% (при нарушении ДУ через 950 мс);
- С учетом ввода УВ: от 38% (650 мс) до 66,6% (1200 мс).
- Для устойчивых режимов, где традиционно требуется полное моделирование 5-секундного интервала, применение LSTM-моделей позволило сократить время расчета на 94-95%.

Список литературы

- [1] Руководство пользователя программного комплекса RUSTab [Электронный ресурс]. — Обновлено 16.04.2024. — Режим доступа: локальный файл.
- [2] Wang, Q., Pang, C., & Alnami, H. (2021). Transient stability prediction based on long short-term memory network. 2021 North American Power Symposium (NAPS), 151. doi:10.1109/NAPS52732.2021.9654462. (<https://ieeexplore.ieee.org/xpl/conhome/9654273>)
- [3] Умаров Г.Е., Прохоров А.В. Исследование алгоритма прогнозирования динамической устойчивости с учётом действия противоаварийной автоматики / Электроэнергетика глазами молодежи – 2024: материалы Всероссийской научно-технической конференции. — 2024. — С. 233.
- [4] Optuna: A hyperparameter optimization framework [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://optuna.readthedocs.io/en/stable/>, свободный. — Дата обращения: 11.11.2025.
- [5] Bergstra, J., & Bengio, Y. (2012). Random search for hyper-parameter optimization. Journal of Machine Learning Research, 13(2), 281–305. — Режим доступа: <https://jmlr.org/papers/v13/bergstra12a.html>. — Дата обращения: 11.11.2025.

ВАЛИДАЦИЯ ДАННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ НА ОСНОВЕ КОРРЕЛЯЦИОННОГО АНАЛИЗА И МЕТОДОВ КЛАСТЕРИЗАЦИИ

Умаров Г.Е., Жиленков А.А., Беляев Н.А.

АО «СО ЕЭС»

Москва, Россия

e-mail: Umarov-ge@outlook.com

Аннотация

Состояние вопроса: Современные информационные системы, обеспечивающие основные деловые процессы компаний в электроэнергетике, используют большие объемы данных. Для корректной работы информационных систем требуется соблюдать целостность, достоверность и непротиворечивость используемых данных. Сопровождение больших моделей данных является очень трудоемким процессом. Поэтому процесс верификации данных является крайне важным. Необходимость в обеспечении полной и точной верификации больших данных создает предпосылки для применения современных методов, таких как машинное обучение, в частности, алгоритмы кластеризации.

Материалы и методы: Методы определения групп коррелирующих признаков и методы кластеризации реализованы на языке Python при помощи библиотеки Scikit-learn. Тестирование методов проводилось на реальных данных.

Результаты: Разработанный алгоритм успешно выявил группы признаков, имеющих высокую степень корреляции, и идентифицировал ошибочные значения в реальных данных.

Выводы: Предложенный алгоритм, включающий в себя метод корреляционного анализа и метод кластеризации, доказал свою эффективность для задачи автоматизированной верификации больших данных в области электроэнергетики.

Ключевые слова: валидация данных, машинное обучение, кластеризация, корреляционный анализ, мультиколлинеарность, обнаружение аномалий

DATA VALIDATION FOR POWER SYSTEM INFORMATION MODELS BASED ON CORRELATION ANALYSIS AND CLUSTERING METHODS

Gleb Umarov, Artem Zhilenkov, Nikolai Beliaev

Russian Power System Operator

Moscow, Russia

e-mail: Umarov-ge@outlook.com

Abstract

Background: Modern information systems that support core business processes of companies in the electric power industry utilize large volumes of data. For proper functioning of information systems, it is necessary to maintain the integrity, reliability, and consistency of the data used. Maintenance of large data models is a very labor-intensive process. Therefore, the data verification process is extremely importance. The need for complete and accurate verification of big data creates prerequisites for the application of modern methods, such as machine learning, particularly clustering algorithms.

Materials and Methods: Methods for identifying groups of correlated features and clustering methods were implemented in Python using the Scikit-learn library. Testing of the methods was conducted on real data.

Results: The developed algorithm successfully identified groups of features with a high degree of correlation and detected erroneous values in real data.

Conclusions: The proposed algorithm, which includes correlation analysis and clustering methods, has proven its effectiveness for the task of automated big data verification in the electric power industry.

Key words: data verification, machine learning, clustering, correlation analysis, data model

1. ВВЕДЕНИЕ

Информационные системы, используемые в процессах управления, оперативного планирования и долгосрочного планирования развития электроэнергетических систем, нуждаются в больших объемах данных. Для успешного выполнения задач, решаемых этими информационными системами, должна соблюдаться целостность, достоверность и непротиворечивость используемых ими данных. Так, например, в системе автоматизированной подготовки и формирования информационных и расчетных моделей используется свыше 600 правил проверки.

Формирование правил осуществляется на основе одного из двух подходов: предикативного (когда эксперт предугадывает ошибки) и прецедентного (когда правило создается по факту найденной ошибки). Прецедентный подход менее предпочтителен, так как ошибки до обнаружения могут негативно повлиять на технологические процессы. Их сложно обнаружить в момент появления. Поэтому для поиска скрытых аномалий в данных целесообразно применять методы машинного обучения и корреляционного анализа. В данной работе представлен алгоритм, позволяющий на основе указанных методов проводить автоматизированный анализ модели данных, выявлять скрытые паттерны и обнаруживать аномальные значения, которые с высокой вероятностью являются ошибками.

II. ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГРУПП КОРРЕЛИРУЮЩИХ ПРИЗНАКОВ

Перед применением алгоритмов кластеризации необходим анализ взаимосвязей между признаками, осуществляемый при помощи коэффициента корреляции. В данном алгоритме он рассчитывается по формуле Пирсона (1).

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (1)$$

где n – объем выборки, x_i – i -ый элемент выборки X , y_i – i -ый элемент выборки Y , \bar{x} – среднее значение выборки X , \bar{y} – среднее значение выборки Y .

Множественный коэффициент корреляции рассчитывается с использованием корреляционной матрицы R по формуле:

$$r_{xy...k} = \sqrt{1 - \frac{|R|}{R_{11}}} \quad (2)$$

где $|R|$ – определитель корреляционной матрицы;

R_{11} – алгебраическое дополнение определителя $|R|$.

Наличие высокой корреляции между группами признаков может исказить результаты кластеризации, поскольку алгоритмы будут придавать избыточный вес коррелирующим признакам, что приведет к снижению обобщающей способности модели. Эмпирические исследования показали, что значение коэффициента корреляции выше 0,7 является избыточным. В то же время, как отмечено в [1], включение признаков с низкой корреляционной зависимостью также негативно сказывается на результатах кластеризации, поскольку в

многомерном пространстве расстояния между объектами становятся менее информативными, что затрудняет интерпретацию выделенных кластеров. Эмпирически определено, что при коэффициенте ниже 0,3 корреляция слабая и не несет полезной информации для кластеризации. Таким образом, для эффективного отбора признаков необходимо отсеивать пары признаков, корреляция между которыми выходит за диапазон от 0,3 до 0,7.

Для выявления значимых взаимосвязей без избыточности разработан алгоритм, оперирующий заданным диапазоном коэффициентов корреляции. Он формализован и визуализирован с помощью блок-схемы (рис. 1).

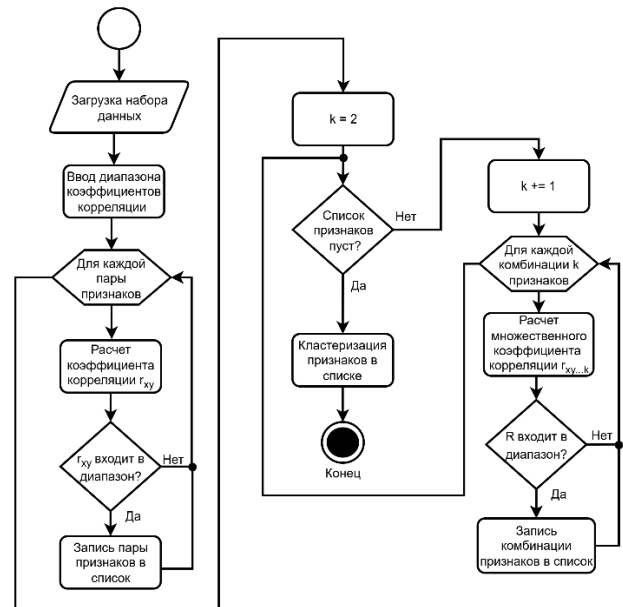


Рис. 1. Блок-схема алгоритма определения групп коррелирующих признаков

Алгоритм последовательно идентифицирует статистически значимые комбинации признаков, начиная с анализа парных корреляций с последующим переходом к корреляциям для комбинаций размерности $k \geq 2$. Итерационный процесс продолжается до исчерпания значимых комбинаций текущей размерности, после чего набор релевантных признаков передается для кластеризации.

III. ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМОВ КЛАСТЕРИЗАЦИИ

Кластеризация представляет собой один из фундаментальных методов обучения без учителя, направленный на разбиение множества объектов на группы (кластеры) таким образом, чтобы объекты внутри одного кластера были максимально схожи между собой и при этом существенно отличались от объектов других кластеров. Основная трудность при применении кластеризации заключается в отсутствии универсального алгоритма, одинаково эффективного для всех типов данных. Выбор подходящего метода определяется структурой данных, предполагаемой геометрией кластеров, наличием шумовых наблюдений и вычислительными ограничениями.

В настоящей работе рассматриваются пять широко используемых алгоритмов кластеризации (таблица I) [2],

анализируются их преимущества и ограничения, а также проводится серия сравнительных экспериментов для выявления наиболее предпочтительного подхода для решаемой задачи. Предпочтение отдается алгоритмам, которые не требуют предварительного задания числа кластеров, так как в рассматриваемой задаче число групп заранее не известно.

Таблица I. ОБЗОР ОСНОВНЫХ МЕТОДОВ КЛАСТЕРИЗАЦИИ

Метод	Задание числа кластеров	Обработка выбросов*	Сложность*	Параметры алгоритма
k-means	Да	Нет	$O(n)$	k – кол-во кластеров
Affinity Propagation	Нет	Частично	$O(n^2)$	preference – вероятность становления точки «эталоном» damping – коэффициент затухания
DBSCAN	Нет	Да (метка -1)	$O(n \cdot \log n)$	eps – минимальный радиус кластера min samples – минимальное количество точек в кластере
Gaussian Mixture	Да	Нет	$O(n)$	components – количество гауссиан (аналог числа кластеров) covariance type – тип ковариационной матрицы
Mean Shift	Нет	Частично	$O(n^2)$	bandwidth – пропускная способность

* - Вычислительная сложность зависит от реализации и объема данных
** - Способность алгоритма идентифицировать и выделять аномальные точки

Эффективность кластеризационных алгоритмов в значительной степени зависит от корректного подбора гиперпараметров – внутренних настроек модели, задаваемых до обучения. В настоящей работе в качестве основной метрики использован коэффициент силуэта (*silhouette score*) который оценивает, насколько хорошо каждый объект соответствует своему кластеру по сравнению с другими объектами. Для тестирования алгоритмов, требующих предварительного задания числа кластеров (например, *k-means* и *Gaussian Mixture*), дополнительно применялся метод «локтя» (*elbow method*), основанный на анализе зависимости внутрикластерной дисперсии от количества кластеров. Подбор оптимальных значений гиперпараметров выполнялся с использованием поиска по сетке (*grid search*) – систематического перебора комбинаций параметров из заданного множества. В качестве оптимальных величин гиперпараметров принимается комбинация, при которой коэффициент силуэта принимает наибольшее значение. Учитывая высокую чувствительность большинства алгоритмов к масштабу признаков, все данные предварительно подвергались стандартизации – приведению к единому масштабу.

IV. ВЫБОР МЕТОДА КЛАСТЕРИЗАЦИИ

Для сравнительной оценки алгоритмов проведена серия экспериментов на синтетических и реальных наборах данных, структурированных по принципу математической индукции. Обобщающие выводы о

надёжности и применимости методов делаются на основе последовательной проверки их устойчивости на задачах возрастающей сложности.

1. База индукции: обнаружение выбросов в единичном однородном кластере.

Эксперимент проводился на однородной выборке объектов, описывающих грозотросы. Нормально один грозотрос должен быть связан только с одним объектом, описывающим параметры провода. Выбросами в выборке выступают грозотросы, связанные с двумя такими объектами. Для усложнения задачи в данные был намеренно добавлен шум в виде параметра, описывающего количество проводов в фазе, который не используется в модели. Только алгоритмы DBSCAN и Affinity Propagation успешно проигнорировали шумовой признак и корректно идентифицировали выбросы. K-means, хотя и выделил отдельный кластер, ошибся в их классификации из-за отсутствия у выбросов компактной структуры. Gaussian Mixture показал низкую эффективность, некорректно причислив многие выбросы к основному кластеру из-за предположения о гауссовом распределении данных, которое было нарушено наличием аномалий. Mean Shift показал наихудшую и нестабильную работу в условиях низкой плотности данных.

2. Шаг индукции: обнаружение выбросов в группе кластеров.

Для проверки устойчивости алгоритмов в реалистичных условиях была поставлена задача обнаружения аномалий в данных о линиях электропередачи, сгруппированных по классам напряжения. Эксперимент предполагает обнаружение ЛЭП, у которых количество проводов в фазе не соответствует классу напряжения. DBSCAN и Affinity Propagation успешно выделили кластеры по напряжению и корректно идентифицировали ошибочные данные, проигнорировав нерелевантные признаки. K-means дал размытые кластеры из-за сферического предположения, что привело к пропуску аномалий. Gaussian Mixture вновь показал неудовлетворительные результаты, неверно оценивая форму кластеров. Mean Shift показал нестабильность, объединяя разные классы напряжения в широкие кластеры.

Усложнение структуры данных подтвердило преимущество алгоритмов, основанных на анализе плотности и сходстве. В качестве метода кластеризации для алгоритма был выбран DBSCAN как наиболее надежный.

V. ТЕСТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТАННОГО АЛГОРИТМА

В качестве объекта исследования были выбраны данные унаследованной автоматизированной системы для сбора и обработки информации (далее – Система), которая предназначена для централизованного сбора и обработки данных от субъектов электроэнергетики.

Для проверки работоспособности разработанного алгоритма были использованы следующие выборки данных Системы:

1. Градирни

Результаты этапа корреляционного анализа: Алгоритм выявил группу признаков с сильной

корреляцией, включающую следующие характеристики: площадь орошения, расход воды и высота градирни. Корреляция пар признаков продемонстрирована на карте корреляций (рис.2).

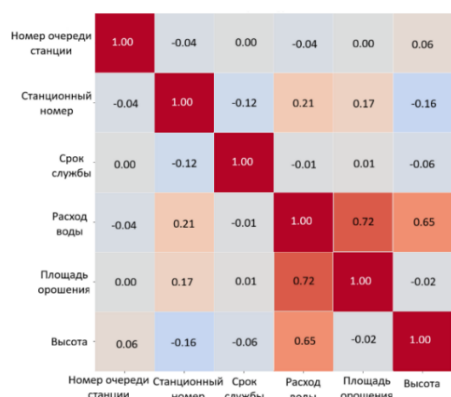


Рис. 2. Карта корреляций пар признаков из выборки данных по градирням

Результаты этапа кластерного анализа и выявленные аномалии:

Кластеризатор идентифицировал объект с высотой 900 метров (точка 1 на рис. 3). Данное значение является явной ошибкой, поскольку самая высокая в мире градирня, расположенная на электростанции Пишань II в Китае, имеет высоту около 210 метров. Таким образом, алгоритм корректно отфильтровал физически невозможное значение. Также, была обнаружена градирня с заявленной площадью орошения 713017 м² (точка 2 на рис. 3). Общая площадь электростанции, на которой расположена градирня, многократно меньше площади орошения градирни, что подтверждает ошибочность данного значения.

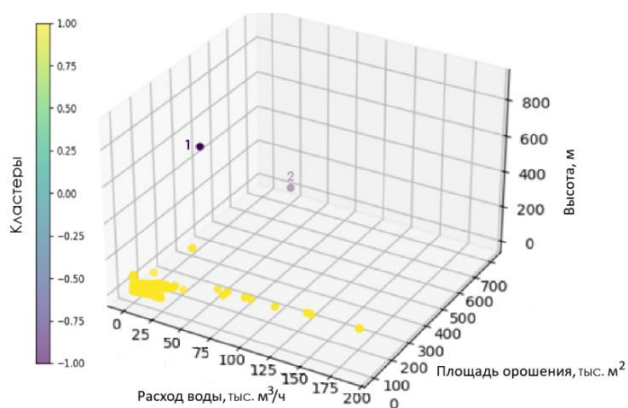


Рис. 3. Кластеры в пространстве II группы признаков

2. Паровые турбины

Результаты этапа корреляционного анализа: Алгоритм выявил две группы признаков с сильной корреляцией, включающие следующие характеристики:

I. Номинальная активная мощность, рабочее давление свежего пара и рабочее давление пара после промежуточного перегрева;

II. Установленная электрическая мощность, установленная тепловая мощность и тепловая мощность после теплофикационных отборов.

Результаты этапа кластерного анализа и выявленные аномалии:

Анализ I группы признаков

Кластеризатор идентифицировал объект – турбину мощностью 1200 МВт со значением давления пара после промежуточного перегрева 37,4 кгс/см² (точка 1 на рис. 4). У существующих мощных турбин давление после промежуточного перегрева обычно выше 50 кгс/см². Следовательно, настолько низкое давление пара не соответствует параметрам установок такого класса.

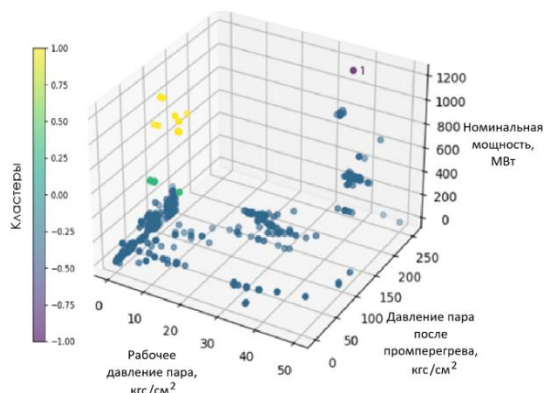


Рис. 4. Кластеры в пространстве I группы признаков

Анализ II группы признаков

Кластеризатор идентифицировал запись с аномально высоким значением тепловой мощности после теплофикационных отборов (>50000 Гкал/ч) как ошибочное значение. Насколько высокая мощность не соответствует параметрам существующих установок.

VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследование направлено на решение актуальной проблемы обеспечения достоверности данных, используемых для выполнения важных деловых процессов в электроэнергетике.

В рамках работы был разработан, реализован и протестирован двухэтапный алгоритм автоматизированной валидации данных, сочетающий корреляционный анализ и алгоритмы кластеризации. Разработанный метод был применен для анализа данных системы сбора и обработки информации о техническом состоянии объектов электроэнергетики. Результаты демонстрируют, что предложенный подход позволяет выявлять ошибки в данных, которые не соответствуют физическим законам и технологическим нормативам.

В качестве перспективных направлений для дальнейшего развития исследования видятся: разработка и внедрение ансамблевого подхода к кластеризации с использованием механизма кворума и интеграция методов снижения размерности [3].

Список литературы

- [1] Hastie, T., Tibshirani, R., & Friedman, (2009). The Elements of Statistical Learning: Data Mining, Inference, and Prediction, – 2nd ed. – Springer, 2009. – 745 p.
- [2] Scikit-learn Documentation (Русскоязычная версия) // Официальный сайт. – 2024. – URL: <https://scikit-learn.ru/> (дата обращения: 23.10.2025).
- [3] McInnes, L., Healy, J., Melville, J. (2018). UMAP: Uniform Manifold Approximation and Projection for Dimension Reduction.

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ДВУХ КОМПЛЕКСОВ ПТК ЦСПА ПО ВЫБОРУ УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ ДЛЯ ОБЩИХ ПУСКОВЫХ ОРГАНОВ

Чувашева Н.Н.

АО " Научно-технический центр Единой энергетической системы"
Санкт-Петербург, Россия
e-mail: chuvasheva-nn@ntcees.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Создание централизованных комплексов с единой логикой противоаварийного управления было неизбежным этапом в развитии противоаварийной автоматики нашей страны. Централизованная система противоаварийного управления (ЦСПА) расширяет область допустимых режимов работы энергосистемы, повышает точность и сокращает избыточность управляющих воздействий (УВ). Алгоритмы ЦСПА совершенствуются до сих пор. Развитие ЦСПА предусматривает создание в перспективе координирующей системы противоаварийной автоматики (КСПА) ЕЭС России, предназначенной для эффективной координации ЦСПА объединенных и региональных энергосистем.

Материалы и методы: ПТК ЦСПА

Результаты: В данной работе рассмотрен выбор управляющих воздействий по общим пусковым органам на примере двух смежных комплексов ЦСПА ОЭС Северо-Запада и ОЭС Центра. Предложены технические решения в части координации выбора УВ для общих ПОР ЦСПА ОЭС Северо-Запада и ЦСПА ОЭС Центра для всех комбинаций режимов работы НУ ПС 750 кВ Ленинградская и НУ Калининская АЭС.

Выводы: Разработанные решения являются примером частного взаимодействия и не могут быть применены для координации выбора УВ по общим ПОР в других операционных зонах, без учета всех особенностей этих расчётных моделей.

Ключевые слова: противоаварийная автоматика, пусковой орган, управляющее воздействие, ЦСПА.

INTERACTION OF TWO COMPLEXES SHC CECS FOR SELECTION OF CONTROL ACTIONS FOR COMMON STARTING DEVICES

Natal'ya Chuvashева

JSC «STC UPS»

St. Petersburg, Russia

e-mail: chuvasheva-nn@ntcees.ru

Abstract

Background: The creation of centralized complexes with a single logic of emergency management was an inevitable stage in the development of emergency automation in our country. The centralized emergency control system (CECS) expands the range of permissible modes of operation of the power system, increases accuracy and reduces the redundancy of control actions (CA). The algorithms of the CECS are still being improved. The development of CECS provides for the creation in the future of a coordinating emergency automation system (CEAS) of the UES of Russia, which is intended for the effective coordination of CECS of combined and regional energy systems.

Materials and methods: Software hardware complex CECS has been used.

Results: This work examines the selection of control actions for common starting device using the example of two adjacent complexes of CECS combined energy system (CES) North-West and CES Center. Technical solutions are proposed in terms of coordination of the selection of control actions for the common starting devices of CECS CES North-West and CES Center for all combinations of operating modes of the lower device of the substation 750 kV Leningradskaya and the lower device of the Kalininskaya NPP.

Conclusions: The developed solutions are an example of private interaction and can't be used to coordinate the selection of CD for common starting device s in other operating areas, without taking into account all the features of these calculation models.

Key words: emergency automation, starting device, control action, centralized emergency control system.

I. ВВЕДЕНИЕ

Противоаварийная автоматика и противоаварийное управление являются важнейшими средствами повышения надежности и устойчивости работы ЕЭС России [1]. В

настоящий момент во всех крупных ЭС России функционирует ЦСПА (централизованная система противоаварийной автоматики).

«ЦСПА — это программно-аппаратный комплекс, обеспечивающий в автоматическом режиме сохранение устойчивости работы энергосистемы при возникновении аварийных возмущений. ЦСПА играет важную роль в обеспечении надежности электроэнергетических систем, повышает точность и сокращает избыточность управляющих воздействий и расширяет область допустимых режимов работы энергосистемы.» [2].

Алгоритмы ЦСПА совершенствуются до сих пор. «Смена поколений и версий ЦСПА отражает другую составляющую опыта эксплуатации – необходимость внесения изменений в используемые алгоритмы и технические средства и показывает направление развития системы, обусловленное также бурным развитием электронно-вычислительной техники.» [3]

Следующим этапом развития противоаварийного управления является реализация в ЦСПА смежных энергосистем функций координирующей системы противоаварийной автоматики (КСПА): на основе информации о текущей схемно-режимной ситуации в режиме реального времени выполняется автоматическое определение параметров внешних эквивалентов для расчетных моделей смежных комплексов ЦСПА и допустимых по условиям обеспечения устойчивости ЕЭС небалансов мощности в энергосистемах, являющихся результатом аварийного возмущения и реализуемых от ЦСПА управляющих воздействий.

При совместной работе двух и более ЦСПА смежных операционных зон требуется координация их работы, чтобы обеспечить требуемые условия устойчивости в общем послеварийном режиме при условии обеспечения оптимальности выбранных УВ. Для разрешения подобных ситуаций увеличения точности и понижения избыточности УВ требуется создание КСПА. Конечно, на данный момент, в минимальном виде координация при выборе УВ косвенно учитывает схемно-режимную ситуацию в смежных энергосистемах. Однако отсутствие взаимного учета набранных УВ по общим пусковым органам смежных ЦСПА, может привести к реализации неоптимальных управляющих воздействий по линиям.

На рис. 1 представлены две соседние энергосистемы, в каждой из которых функционирует ЦСПА, и имеются общие пусковые органы. Под общим пусковым органом (ПОр) понимается пусковой орган, который рассчитывается в смежных ЦСПА.

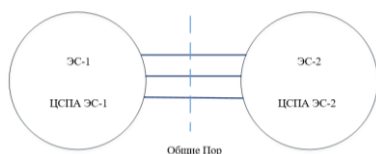


Рис. 1. Связь между энергосистемами ЭС-1 и ЭС-2, общий ПОр для ЦСПА ЭС-1 и ЦСПА ЭС-2

Далее рассмотрим организацию взаимодействия на примере двух смежных комплексов ЦСПА ОЭС Северо-Запада и ЦСПА ОЭС Центра, у которых имеются три общих пусковых органа.

Типовые решения взаимодействия двух комплексов ЦСПА по общим пусковым органам были разработаны ранее, но они не учитывали возможные сочетания автономного и централизованного режимов работы низовых устройств (НУ) и смежных ЦСПА. В настоящей работе рассмотрена координация смежных комплексов

ЦСПА ОЭС Северо-Запада и ЦСПА ОЭС Центра с учетом всех возможных комбинаций автономного и централизованного режима работы НУ ПС 750 кВ Ленинградская и НУ Калининская АЭС:

- 1) одновременная работа устройств ЛАПНУ в составе ЦСПА ОЭС Северо-Запада и ОЭС Центра соответственно;
- 2) одновременный автономный режим работы НУ ПС 750 кВ Ленинградская и НУ Калининская АЭС;
- 3) работа устройства ЛАПНУ ПС 750 кВ Ленинградская в составе ЦСПА ОЭС Северо-Запада и автономный режим работы НУ Калининская АЭС;
- 4) автономный режим работы НУ ПС 750 кВ Ленинградская и работа устройства ЛАПНУ Калининская АЭС в составе ЦСПА ОЭС Центра;

Разработанные решения не являются универсальными и не могут быть применены для координации выбора УВ по общим ПОр в других операционных зонах, без учета особенностей расчётной модели.

II. ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ НУ ПС 750 КВ ЛЕНИНГРАДСКАЯ И НУ КАЛИНИНСКАЯ АЭС

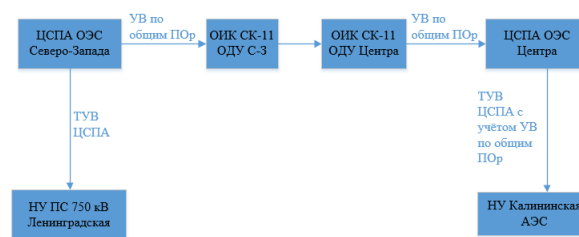


Рис. 2. Централизованный режим работы двух НУ

На рис. 2 представлена структурная схема одновременного централизованного режима работы двух низовых устройств. В данном варианте общий ПОр обчисляется в ЦСПА ОЭС Северо-Запада. ЦСПА ОЭС Северо-Запада через ОИК СК-11 ОДУ Северо-Запада передаёт в ОИК СК-11 ОДУ Центра набранные УВ по общим ПОр, которые ОИК СК-11 ОДУ Центра передаёт в ЦСПА ОЭС Центра. Также необходимо обеспечить передачу из ОИК СК-11 ОДУ Северо-Запада в ОИК СК-11 ОДУ Центра ТС, указывающие конкретные генераторы электрических станций, которые могут быть отключены при реализации каждого из УВ (пример с ТС конкретных генераторов рассмотрен ниже).

В ЦСПА ОЭС Центра создается новый аварийный процесс, в составе которого будет смоделировано УВ от ЦСПА ОЭС Северо-Запада.

Если для общего ПОр будет набрана ступень УВ, то технологическим алгоритмом ЦСПА ОЭС Центра будет учтено УВ от ЦСПА ОЭС Северо-Запада путем моделирования отключения соответствующего генератора при моделировании соответствующего аварийного процесса.

III. ПРИМЕР

Рассмотрим более подробно пример формирования УВ по общим ПОр для варианта, когда оба НУ работают централизованно. Для упрощения будем рассматривать только два общих для ЦСПА ОЭС Северо-Запада и ЦСПА ОЭС Центра пусковых органа:

- ФОЛ ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская

- ФОЛ ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Белозерская, И 3 управляющих воздействия:
- пятая ступень отключения генераторов Киришской ГРЭС (ОГ-5 КирГРЭС)
- отключение генераторов Правобережной ТЭЦ (ОГ)
- длительная разгрузка турбины объемом 240 МВт Блока 5 или Блока 6 Ленинградской АЭС (ДРТ-240 Бл 5(6) ЛАЭС)

Для пусковых органов, возможны следующие варианты получения ТС (таблица 1).

Таблица 1. Возможные варианты получения ТС по общим ПОР

УВ	Данные ТС ФОЛ ВЛ 750 кВ Белозерская - Ленинградская	Данные ТС ФОЛ ВЛ 750 кВ Калининская АЭС - Белозерская
ОГ-5 КирГРЭС	0/1	0/1
ОГ Правобережная ТЭЦ	0/1	0/1
ДРТ-240 Бл 5(6) ЛАЭС	0/1	0/1

Если при фиксации отключённого состояния линии в расчётной модели ЦСПА ОЭС Северо-Запада будет набрано УВ для этой линии, то соответствующий ТС из ОИК СК-11 ОДУ Северо-Запада передаст в ОИК СК-11 ОДУ Центра ненулевое значение. Пример получения ТС по общим ПОР приведен в таблице 2.

Таблица 2. ПРИМЕР ПОЛУЧЕНИЯ ТС по ОБЩИМ ПОР по РЕЗУЛЬТАТАМ ОДНОГО ИЗ ЦИКЛОВ РАБОТЫ ЦСПА ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА

УВ	Данные ТС ФОЛ ВЛ 750 кВ Белозерская - Ленинградская	Данные ТС ФОЛ ВЛ 750 кВ Калининская АЭС - Белозерская
ОГ-5 КирГРЭС	1	0
ОГ Правобережная ТЭЦ	0	0
ДРТ-240 Бл 5(6) ЛАЭС	0	0

В рассмотренном примере для ПОР ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская в соответствии с таблицей 2 набрано УВ на отключение пятой ступени генераторов Киришской ГРЭС.

Теперь необходимо понять, какие именно генераторы заведены под пятую ступень отключения Киришской ГРЭС. Для этого из ОИК СК-11 ОДУ Северо-Запада в ОИК СК-11 ОДУ Центра передаются ТС, указывающие конкретные генераторы электрических станций, которые будут отключены при реализации каждого из УВ (таблица 3).

Таблица 3 показывает возможные варианты получения ТС по составу генераторов в ступенях УВ ЦСПА и повторяет форму из ОИК СК-11 ОДУ Северо-Запада «Генераторы, отключение которых возможно от ЦСПА Северо-Запада».

Из таблицы 3 видно, что пятая ступень отключения генераторов Киришской ГРЭС состоит из комбинации ОГ Блока 1, ОГ Блока 2, ОГ Блока 3, ОГ Блока 4, ОГ Блока 5 и Г-61, Г-62, Г-63 Киришской ГРЭС. Соответственно в ОИК СК-11 ОДУ Центра необходимо будет передавать ТС ОГ Блока 1, ТС ОГ Блока 2, ТС ОГ Блока 3, ТС ОГ Блока 4, ТС ОГ Блока 5, ТС ОГ Г-61, ТС ОГ Г-62, ТС ОГ Г-63 от УВ ОГ-5 Киришской ГРЭС.

Таблица 3. ВОЗМОЖНЫЕ ВАРИАНТЫ ПОЛУЧЕНИЯ ТС по СОСТАВУ ГЕНЕРАТОРОВ в СТУПЕНЯХ УВ ЦСПА

Наименование выходного УВ	Данные ТС								
	Бл 1	Бл 2	Бл 3	Бл 4	Бл 5	Блок 6			
Киришская ГРЭС						Г-61	Г-62	Г-63	
ОГ-5 КирГРЭС	0/1	0/1	0/1	0/1	0/1	0/1	0/1	0/1	
ЛАЭС -2	Блок 5, 6								
ДРТ-240 Бл 5(6) ЛАЭС	0/1								
Правобережная ТЭЦ	ГТ-21	ГТ-22	ПТ-23						
ОГ Правобережная ТЭЦ	0/1	0/1	0/1						

В таблице 4 представлены УВ на генераторы, которые могут быть отключены от ЦСПА ОЭС Северо-Запада.

Таблица 4. ПРИМЕР ПОЛУЧЕНИЯ ТС по СОСТАВУ ГЕНЕРАТОРОВ в СТУПЕНЯХ

Наименование выходного УВ	Данные ТС								
	Блок 1	Блок 2	Блок 3	Блок 4	Блок 5	Блок 6			
Киришская ГРЭС						Г-61	Г-62	Г-63	
ОГ-5 КирГРЭС	1	1	1	0	0	0	0	0	
ЛАЭС -2	Блок 5, 6								
ДРТ-240 Бл 5(6) ЛАЭС	0								
Правобережная ТЭЦ	ГТ-21	ГТ-22	ПТ-23						
ОГ Правобережная ТЭЦ	1	1	1						

Данные из таблицы 4 показывают, что под пятую ступень отключения генераторов Киришской ГРЭС заведены блоки 1, 2 и 3.

Таким образом, для общего ПОР ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская в ЦСПА ОЭС Северо-Запада набрано УВ на отключение блока 1, блока 2 и блок 3.

Так как для общего пускового органа (ФОЛ ПОР ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская) набрана ступень УВ, то технологическим алгоритмом ЦСПА ОЭС Центра будет учтено это УВ от ЦСПА ОЭС Северо-Запада путем моделирования отключения соответствующих генераторов при моделировании соответствующего аварийного процесса.

IV. 2 АВТОНОМНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ НУ ПС 750 КВ ЛЕНИНГРАДСКАЯ И НУ КАЛИНИНСКАЯ АЭС

На рис. 3 представлена структурная схема одновременного автономного режима работы НУ ПС 750 кВ Ленинградской и НУ Калининская АЭС.

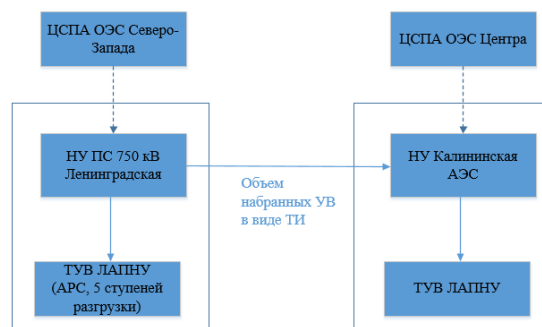


Рис. 3. Автономный режим работы двух НУ

В данном варианте НУ ПС 750 кВ Ленинградская и НУ Калининская АЭС работают в автономном режиме (не имеют связи с ЦСПА) т е работают по заранее заданному ТУВ ЛАПНУ согласно текущему перетоку в сечении и заданному КПР. В таком случае НУ ПС 750 кВ Ленинградская будет передавать в НУ Калининская АЭС объем набранных УВ по каждому из общих ПОр в виде ТИ, которое будет принимать одно из значений, соответствующих ступеням автоматической разгрузки станций (АРС) ОЭС Северо-Запада. И в таблице УВ ЛАПНУ на Калининской АЭС будут учтены объемы УВ от ТУВ на ПС 750 кВ Ленинградская при определении объема необходимых УВ по каждому из общих ПОр.

V. 3 ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ НУ ПС 750 КВ ЛЕНИНГРАДСКАЯ И АВТОНОМНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ НУ КАЛИНИНСКАЯ АЭС

Рассмотрим работу НУ ПС 750 кВ Ленинградская в составе ЦСПА ОЭС Северо-Запада и автономный режим работы НУ Калининская АЭС, структурная схема представлена на рис. 4.

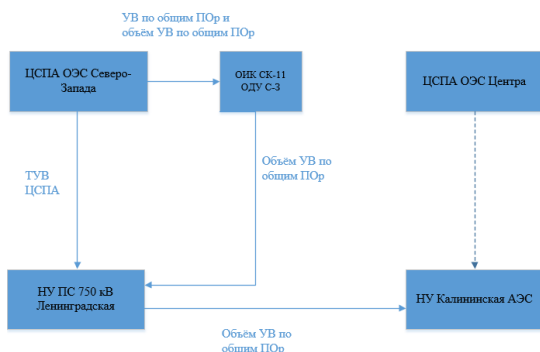


Рис. 4. Работа НУ ПС 750 кВ Ленинградская в централизованном режиме и НУ Калининская АЭС в автономном режиме

В данном варианте НУ Калининская АЭС работает в автономном режиме по заранее заданным ТУВ ЛАПНУ, и в отличие от предыдущего режима работы, учитывает суммарный объем УВ по ПОр в МВт от ПС 750 кВ Ленинградская, которое выбирается для централизованного режима работы на верхнем уровне ЦСПА ОЭС Северо-Запада. Информация о набранном объеме УВ по каждому общему ПОр в виде ТИ передается ОИК СК-11 ОДУ Северо-Запада в НУ ПС 750 кВ Ленинградская и далее, аналогично Варианту 2, отправляется на Калининскую АЭС, там учитывается в ТУВ ЛАПНУ НУ Калининская АЭС.

VI. 4 АВТОНОМНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ НУ ПС 750 КВ ЛЕНИНГРАДСКАЯ И ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ НУ КАЛИНИНСКАЯ АЭС

Теперь рассмотрим противоположную ситуацию: автономный режим работы НУ ПС 750 кВ Ленинградская и централизованный режим работы НУ Калининская АЭС, структурная схема на рис. 5.

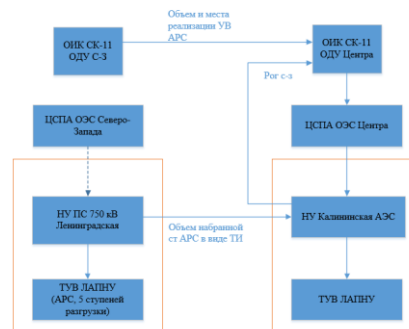


Рис. 5. Автономный режим работы НУ ПС 750 кВ Ленинградская и централизованный режим работы НУ Калининская АЭС

В этом варианте из ОИК СК-11 ОДУ Северо-Запада передается объем и места реализации УВ ступеней АРС в ОИК ОДУ Центра. Из НУ ПС 750 кВ Ленинградской через НУ Калининская АЭС в ОИК СК-11 ОДУ Центра передается информация о генераторах, подведенных под ступени автоматической разгрузки станций ОЭС Северо-Запада (объем ступеней АРС в виде ТИ). ОИК СК-11 ОДУ Центра передает эту информацию в ЦСПА ОЭС Центра, и ЦСПА эту информацию обрабатывает, чтобы сопоставить данные и корректно смоделировать АП по общим ПОр с учетом тех УВ, которые были набраны НУ ПС 750 кВ Ленинградская. То есть ЦСПА ОЭС Центра проводит соотношение возможных ТС и набранных ТИ, и определяет какие именно генераторы будут отключены при моделировании аварийных процессов по ТУВ ЛАПНУ.

VII. ВЫВОДЫ

В данной работе предложены технические решения в части координации выбора УВ для общих ПОр ЦСПА ОЭС Северо-Запада и ЦСПА ОЭС Центра для всех комбинаций режимов работы НУ ПС 750 кВ Ленинградская и НУ Калининская АЭС. Для реализации технических решений требуются доработки программного обеспечения ЦСПА, программного обеспечения НУ, настройки ОИК. Разработанные решения являются частными и не могут быть применены для координации выбора УВ по общим ПОр в других операционных зонах, без учета всех особенностей расчётной модели ЦСПА этих операционных зон.

Без взаимной координации по общим пусковым органам двух смежных ЦСПА невозможно обеспечить оптимальный выбор УВ.

Следующим этапом развития противоаварийного управления является реализация в ЦСПА смежных энергосистем функций КСПА.

Список литературы

- [1] Дьячков В.А., Егоров А.Е. Задачи координации противоаварийной автоматики // Вторая научно-техническая конференция молодых специалистов электроэнергетики – 2003. – 2003. – С. 258–260.
- [2] Сайт системного оператора Единой энергетической системы.- URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-base/rza/rza-org/rza-cspa/> (дата обращения: 01.05.2024). – Текст: электронный.
- [3] Иванов Е. Н., Трофименко В. В. Централизованная система противоаварийной автоматики ОЭС Средней Волги // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2013. – № 68. – С. 119–1

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ПРИ ПРОВЕРКЕ ТИПОВЫХ БЛАНКОВ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ

Шилов А.Ю.¹, Крицкий М.В.¹
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока
Хабаровск, Россия
e-mail: arturshilov21@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Типовые бланки переключений (далее ТБП), являются оперативными документами, в которых указывается строгая последовательность организационных и технических мероприятий при производстве переключений в электроустановках. По данным документам осуществляется вывод в ремонт и ввод в работу оборудования, следовательно, от правильности указанных в них операций зависит сохранность жизни и здоровья людей, работоспособность оборудования, а так же надёжное электроснабжение потребителей. Согласно Правилам производства переключений в электроустановках, типовые бланки переключений разрабатываются собственником объекта электроэнергетики и подлежат обязательному согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления [1]. Традиционно проверку типовых бланков переключений осуществляет человек. Данный процесс несет в себе риски «человеческого фактора»: усталость, стресс, недостаточная квалификация. Что в свою очередь может приводить к ошибкам, цена которых очень велика.

Материалы и методы: В основу исследования положен комплексный теоретический анализ современных источников научной и технической литературы в области искусственного интеллекта, машинного обучения, обработки естественного языка, а также нормативно-технической документации, регулирующей оперативно-диспетчерскую деятельность в электроэнергетике. Проведена систематизация требований к процессу проверки ТБП.

Результаты: в работе определены основные содержательные этапы проверки типовых бланков переключений, применяемые в текущей практике. Предложен вариант автоматизации данного процесса с помощью искусственного интеллекта. Описаны этапы внедрения данной технологии.

Выводы: Предложена целостная технология проверки типовых бланков переключений с помощью искусственного интеллекта. В результате её практической реализации повышается уровень безопасности и надёжности в оперативных документах, осуществляется рост операционной эффективности и высвобождение ресурсов высококвалифицированного персонала.

Ключевые слова: типовые бланки переключений, искусственный интеллект, автоматизация проверки типовых бланков переключений.

APPLICATION OF ARTIFICIAL INTELLIGENCE IN CHECKING TYPICAL SWITCHING FORMS

Artur Shilov, Mikhail Kritsky
Unified Dispatch Center of the Eastern Power System
Khabarovsk, Russia
e-mail: arturshilov21@mail.ru

Abstract

Background: Standard switching forms (hereinafter referred to as SSF) are operational documents that specify a strict sequence of organizational and technical measures for switching operations in electrical installations. These documents are used to decommission equipment for repairs and to commission it. Consequently, the safety of people, the operability of equipment, and the reliable power supply to consumers depend on the correctness of the operations specified in them. According to the Rules for Switching Operations in Electrical Installations, standard switching forms are developed by the owner of the electric power facility and are subject to mandatory approval by the operational dispatch control entity [1]. Traditionally, checking standard switching forms is performed by a human. This process carries risks of human error: fatigue, stress, and insufficient qualifications. This, in turn, can lead to errors, the cost of which is very high.

Materials and methods: The research is based on a comprehensive theoretical analysis of modern sources of scientific and technical literature in the field of artificial intelligence, machine learning, natural language processing, as well as

regulatory and technical documentation regulating operational dispatch activities in the electric power industry. The requirements for the TBP verification process have been systematized.

Results: The key stages of checking standard switching forms currently in use are identified, and a method for automating this process using artificial intelligence is proposed. The stages of implementing this technology are described.

Conclusions: A technology for checking standard switching forms using artificial intelligence is proposed. Its implementation increases the level of security and reliability in operational documents, increases operational efficiency, and frees up the resources of highly qualified personnel.

Keywords: standard switching forms, artificial intelligence, automated checking of standard switching forms.

I. ВВЕДЕНИЕ

Проверка и согласование типовых бланков переключений, являются одним из важных направлений деятельности оперативно-диспетчерской службы субъекта оперативно-диспетчерского управления. Процесс проверки типовых бланков переключений в настоящее время полностью опирается на специалиста, который должен обладать не только высоким уровнем знания нормативно-технических документов, но и существенным опытом в области производства переключений. Так же сам процесс экспертизы является рутинным и задействует большое количество когнитивных ресурсов. Необходимость постоянной концентрации на множестве формальных и логических параметров приводит к усталости и стрессу, что в свою очередь увеличивает вероятность пропуска ошибок в операциях. Одним из вариантов оптимизации данного процесса, является использование технологий искусственного интеллекта (ИИ), для проверки типовых бланков переключений на соответствие нормативным документам.

Современные решения, основанные на использовании технологий искусственного интеллекта, в частности, системы поддержки принятия решений (СППР) предлагают новые возможности для автоматизации рутинных, но важных функций верификации, оставляя за человеком стратегический контроль и анализ отклоняющихся от общепринятых операций. Целью данного исследования является разработка и анализ методологии применения ИИ для автоматизированной проверки ТБП, оценки возможной архитектуры такой системы, а также её потенциальных преимуществ и проблем внедрения.

II. ЭТАПЫ ПРОВЕРКИ ТИПОВЫХ БЛАНКОВ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ

Главная и безусловная цель проверки типовых бланков переключений - исключить возможность ошибочных действий, которые могут привести к аварийной ситуации, повреждению оборудования или угрозе жизни людей. Для достижения этой цели проверка должна быть всесторонней и многоуровневой, охватывающей как форму, так и содержание документа.

Поэтому очень важно учесть следующие этапы проверки:

- контроль структурной целостности и формального соответствия. Проверка наличия всех обязательных реквизитов бланка (наименование

объекта, основание для переключений, дата, подписи), соответствия установленному шаблону оформления, корректности нумерации пунктов и подпунктов.

- верификация фактической последовательности операций. Анализ хронологического порядка команд на предмет нарушения технологической логики (включение заземляющих ножей до отключения выключателя);
- проверка указанной схемы объекта - типовой, на соответствие исходной схеме объекта в СК-11 или pdf;
- проверка требований к оформлению бланка.

III. ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕРКИ ОПЕРАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ С ПОМОЩЬЮ ИИ

Принцип действия систем искусственного интеллекта, применимых к данной задаче, заключается в обработке больших объемов структурированных и неструктурированных данных. В процессе обучения с помощью специализированных алгоритмов система выявляет сложные закономерности, взаимосвязи и на их основе формирует модели для классификации, анализа и принятия решений.

Решение поставленной прикладной задачи будет состоять из последовательности взаимосвязанных этапов, как сбор, подготовка и обработка данных, обучение, тестирование и практическое применение.

A. Этап 1. Подготовка данных

С помощью технологии машинного обучения, на основе нормативно-технической документацией (далее - НТД, таких как [1], [3]) регламентирующей производство переключений, модель, поймёт базовые принципы производства переключений. Далее совместно с оператором, необходимо обозначить типы операций, объекты на которых они выполняются и условия к их выполнению, а так же строгую последовательность шагов по их выполнению. Важная часть данного этапа - создание базы проверенных специалистами эталонных бланков переключений, а так же бланков с часто встречающимися, типовыми ошибками с указанием причин ошибок. Так у модели появится обучающая выборка, с которой осуществляется сравнение проверяемых документов. Это процесс, в котором специалисты, анализируя каждый бланк, присваивают ему метки: выделение сущностей (оборудование), классификация операций (включение,

отключение, проверка наложения и снятия заземления), связь между операциями и оборудованием.

Техническая проблема, которая возникает на данном этапе - превратить НТД, бланк в структурированные данные для анализа. Типовые бланки как входные данные, могут представлять собой структурированные бланки переключений, оформленные в Word, Excel, XML. Не структурированные - изображение бумажных бланков или PDF- файлы. Структурированные бланки легко распознаются моделью, в то время как для понимания не структурированных бланков требуется применение технологии оптического распознавания символов, которая в свою очередь строится на ПО требовательным к вычислительным возможностям.

В. Этап 2. Обучение модели ИИ

Обучение будет выстраиваться на основе модели обработки естественного языка (NLP) и машинного обучения (ML), а так же компьютерного зрения (CV). На основе компьютерного зрения модель сможет распознавать текст типовых бланков переключений. Одним из наиболее широко применяемых методов является распознавание текста на изображениях (OCR – OpticalCharacterRecognition). Эта технология позволит извлекать текстовые данные из графических источников, таких как сканы документов. Эти системы могут применяться для автоматического создания электронных документов из сканированных бумажных источников, что значительно облегчает анализ и архивирование информации [2]. Технология обработки естественного языка позволит выделить сущности (оборудование), операции. Машинное обучение на основе большого объема данных сможет самостоятельно находить закономерности и делать прогнозы. В результате интеграций вышеописанных технологий, ИИ проходит процесс обучения и будет способен извлекать ключевые этапы (операции, объекты, условия) из текста инструкций и бланков, понимать правильную последовательность действий, опираясь на базу проверенных специалистами бланков, а затем классифицировать бланк и идентифицировать тип ошибки.

С. Этап 3. Архитектура многоуровневого процесса верификации бланков переключений

1) Постановка задачи и общее описание архитектуры

Эффективное и безопасное управление сложными технологическими объектами, такими как объекты электроэнергетики, зависит от бланков переключений. Традиционная экспертиза таких бланков, выполняемая человеком, является трудоемкой и подвержена риску пропуска ошибок. Для решения данной проблемы предлагается многоуровневая архитектура процесса верификации, представленная на архитектуре последовательно-параллельной модели анализа, которая включает три основных контура проверки: структурный, семантико-логический и проактивно-прогностический. Прохождение каждого последующего контура возможно только при успешном завершении предыдущего, что обеспечивает эффективное распределение вычислительных ресурсов.

2) Модули архитектуры и их функциональное назначение.

а) Контур структурной проверки

Процесс начинается с загрузки «Входного бланка» в систему. Модуль «Структурной проверки» выполняет первичный формальный анализ документа на соответствие шаблону: проверяет наличие всех обязательных полей, корректность форматов данных и общую целостность. Решение по ветке «Прошла проверку?» определяет дальнейший путь: при отрицательном результате процесс завершается статусом «Отклонено», а при положительном – передается на углубленный анализ.

б) Контур семантического и логического анализа.

Данный контур представляет собой ядро системы, где выполняется распределенный анализ содержания бланка. Он включает несколько параллельно функционирующих модулей:

- «Проверка последовательности операций»: Верифицирует хронологический порядок команд на предмет временных нарушений и технологических ограничений.
- «Анализ логики переключений»: Проверяет корректность условных переходов и зависимостей между операциями.
- «Выявление противоречий»: Идентифицирует конфликтующие команды или условия в различных частях документа.
- «Контроль защитных мер» и «Проверка блокировок»: Анализируют, учтены ли в последовательности операций все необходимые меры безопасности и технологические блокировки.
- «Соответствие нормативам»: Сверяет операции с актуальными требованиями отраслевых стандартов и регламентов.

в) Проактивно-прогностический контур и формирование заключения.

На этом заключительном этапе система переходит от анализа текущего состояния к прогнозированию. Модуль «Анализа исторических данных» выявляет паттерны и частые ошибки из базы знаний. На основе этих данных модули «Предсказание аномалий» и «Оценка рисков» рассчитывают вероятностные сценарии развития аварийных ситуаций при использовании проверяемого бланка.

Результаты всех этапов агрегируются в «Экспертное заключение», на основе которого формируются «Рекомендации» по устранению выявленных недостатков. Финальное решение «Утверждение» принимается либо автоматически (для бланков, прошедших все проверки без замечаний), либо с привлечением человека-эксперта. В случае отрицательного решения процесс предусматривает этап «Доработка», после которого бланк возвращается на повторную верификацию.

Предложенная архитектура позволяет систематизировать и автоматизировать процесс проверки бланков переключений, обеспечивая высокий уровень их надежности и соответствия требованиям промышленной безопасности. Ключевым преимуществом является комбинация статического анализа с динамическим

прогнозированием, что выводит экспертизу на качественно новый уровень (рис. 1).

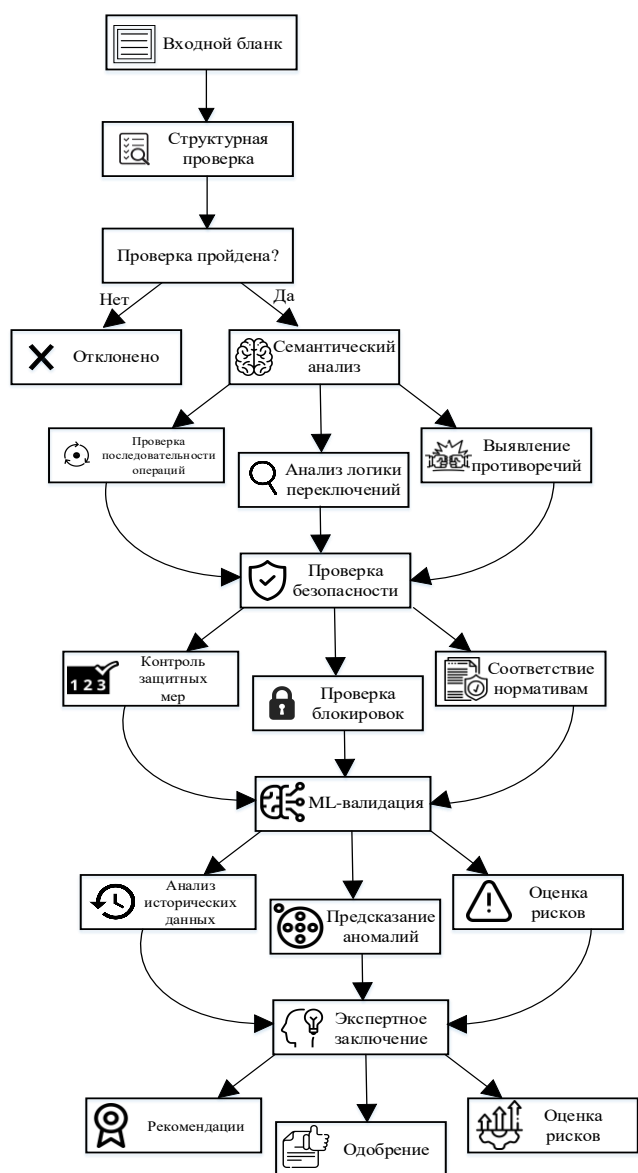


Рис. 1. Архитектура процесса верификации бланков переключений

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Внедрение технологий искусственного интеллекта для проверки типовых бланков переключений (ТБП) представляет собой закономерный этап цифровизации оперативно-диспетчерской деятельности. Оно способно трансформировать рутинный процесс контроля в эффективную систему управления рисками.

А. Повышение уровня безопасности и надежности.

Ликвидация «человеческого фактора» как источника ошибок. ИИ не подвержен усталости, стрессу, невнимательности или когнитивным искажениям. Он одинаково тщательно проверяет каждый бланк, независимо от времени суток и нагрузки, сводя к нулю риск, пропустить ошибку.

В. Существенный рост операционной и экономической эффективности.

Кардинальное сокращение времени проверки. Это высвобождает значительные временные ресурсы высококвалифицированного персонала для решения более сложных аналитических и управленческих задач.

Модель может одновременно проверять бланки с множества объектов без потери качества и скорости. Это особенно важно для крупных диспетчерских центров имеющих большое количество объектов диспетчеризации, а так же в условиях дефицита кадров.

С. Создание единого стандарта проверки и базы знаний.

С помощью, предлагаемой к реализации технологии, возможно, аккумулировать опыт всех экспертов и историю ошибок в ТБП, что создаст эталон качества проверки как для субъекта оперативно-диспетчерского управления, так и для других субъектов электроэнергетической отрасли.

Проблемы и риски внедрения:

1. Защита конфиденциальной информации. Инструкции, типовые бланки переключений могут содержать в себе информацию для служебного пользования, а так же информацию о местонахождении критически важной энергетической инфраструктуры. В век информационных угроз использование сторонних ПО может привести к утечке данных.

2. Длительный и ресурсоемкий процесс внедрения. Невозможно мгновенно заменить человека. Необходима поэтапная интеграция: на начальном этапе эксплуатации данная технология, используется как помощник для работы специалистов. Перевод системы в статус основного средства проверки возможен только после длительного периода валидации, подтвердившего её безошибочность.

3. Необходимость обслуживания и актуализации.

Внедрение подобных систем в практику оперативно-диспетчерских служб позволит не только предотвратить аварии, но и высвободить время высококвалифицированного персонала для решения более сложных задач.

Список литературы

- [1] Приказ Минэнерго России от 13.09.2018 № 757. Правила переключений в электроустановках.
- [2] Калентиюнок, Е. В. Оперативное управление в энергосистемах: учеб. пособие/ Е.В. Калентиюнок, В.Г. Прокопенко, В.Т. Федин; под общ. ред. В.Т. Федина. - Минск: Выш. шк., 2007. - 351 с.: ил.
- [3] Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 г. № 937. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем.
- [4] Столяров А.С., Раджабов Т.Р., Крахоткина Е.В. Развитие ИИ. Глубокое машинное обучение. Международный научно-практический журнал - Теория и практика современной науки №8(38) 2018, стр. 70 - 79.