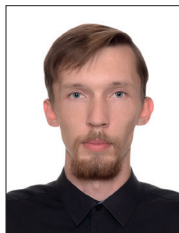


Научная статья

УДК 621.316.11

doi: 10.17122/1999-5458-2023-19-3-189-205

ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ СИСТЕМЫ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ КОНФИГУРАЦИЕЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

**Владислав Андреевич Рохлов****Vladislav A. Rokhlov***аспирант кафедры «Электроэнергетика»,
Тюменский индустриальный университет,
Тюмень, Россия***Рустам Нуриманович Хамитов****Rustam N. Khamitov***доктор технических наук, профессор, профессор кафедры «Электрическая
техника», Омский государственный технический университет, Омск, Россия;
профессор кафедры «Электроэнергетика»,
Тюмень, Россия***Игорь Леонидович Захаров****Igor L. Zakharov***кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры теоретической и общей электротехники,
Омский государственный технический университет,
Омск, Россия***Сергей Николаевич Жеребцов****Sergey N. Zherebtsov***кандидат технических наук,
доцент кафедры «Электроэнергетика»,
Тюменский индустриальный университет,
Тюмень, Россия***Лидия Сергеевна Ганичева****Lidiya S. Ganicheva***студент 4-го курса, ПИ-191,
Омский государственный технический университет,
Омск, Россия*

Актуальность

В условиях растущего спроса на электроэнергию и дорожающих энергоресурсов повышаются требования к эффективности деятельности электросетевых организаций в части снижения уровня потерь электроэнергии в электрических сетях. Решение данной задачи возможно путем оптимизации режимов работы систем электроснабжения.

Ключевые слова

распределительные
электрические сети,
потери электроэнергии,
оптимальное управление,
реклоузер, автоматизация

Современные средства автоматизации, применяемые в электросетевом комплексе, позволяют производить расчет, анализ и управление режимами работы электрических сетей в режиме реального времени, опираясь на фактические значения параметров режима, что повышает эффективность управления и адаптивность сети к меняющимся внешним факторам. В работе проведен анализ текущего уровня автоматизации электрических сетей и предложен и обоснован вариант системы оптимального управления конфигурацией распределительной сети.

Цель исследования

Определить источники информации, необходимой для корректной работы системы оптимального управления конфигурацией распределительной сети.

Методы исследования

Исследование проводится методом математического имитационного моделирования в ПК MATLAB/SIMULINK.

Результаты

В результате исследования выяснено, что современный уровень автоматизации сетей электроснабжения позволяет реализовать систему оптимального управления конфигурацией распределительной сети без установки дополнительного силового, измерительного и сетевого оборудования. В качестве источников измерительной информации предлагается использовать системы телемеханики ПС 110/10 кВ, системы мониторинга и диагностики силовых трансформаторов 110/10 кВ и автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии.

Практическая значимость полученных результатов проявляется в повышении эффективности процесса передачи электроэнергии по распределительным электрическим сетям среднего напряжения посредством оптимизации режимов их работы в режиме реального времени.

Для цитирования: Рохлов В. А., Хамитов Р. Н., Захаров И. Л., Жеребцов С. Н., Ганичева Л. С. Информационное обеспечение системы оптимального управления конфигурацией распределительной сети // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2023. № 3. Т. 19. С. 189-205. <http://dx.doi.org/10.17122/1999-5458-2023-19-3-189-205>.

Original article

INFORMATION SUPPORT OF OPTIMAL DISTRIBUTION NETWORK CONFIGURATION MANAGEMENT SYSTEM

Relevance

In the context of growing demand for electricity and expensive energy resources, the requirements for the efficiency of power grid organizations in terms of reducing the level of electricity losses in electric networks are increasing. The solution of this problem is possible by optimizing the operating modes of power supply systems. Modern automation tools used in the power grid complex make it possible to calculate, analyze and control the operating modes of electric networks in real time, relying on the actual values of mode parameters, which increases the control efficiency and adaptability of the network to changing external factors. Analysis of the current level of automation of electric networks was carried out in the work and a variant of the system for optimal control of the configuration of the distribution network was proposed and substantiated.

Aim of research

Determination of the sources of information necessary for correct operation of the system of optimal configuration management of the distribution network.

Keywords

distribution networks, power losses, optimal control, recloser, automation

Research methods

To achieve the main aim of research the method of the simulation mathematical modeling in MATLAB/SIMULINK was used.

Results

As a result of the study, it has been found that the modern level of automation of power supply networks makes it possible to implement an optimal control system for the configuration of the distribution network without installing additional power, measuring and network equipment. It is proposed to use 110/10 kV remote control systems, monitoring and diagnostics systems for 110/10 kV power transformers and automated commercial electricity metering systems as sources of measuring information.

The practical significance of the obtained results is manifested in increasing the efficiency of the power transmission process through medium voltage distribution networks by optimizing the modes of their operation in real time.

For citation: Rokhlov V. A., Khamitov R. N., Zakharov I. L., Zhrebtsov S. N., Ganicheva L. S. Informatsionnoe obespechenie sistemy optimal'nogo upravleniya konfiguratsiei raspredelitel'noi seti [Information Support of Optimal Distribution Network Configuration Management System]. *Elektrotekhnicheskie i informatsionnye komplekсы i sistemy – Electrical and Data Processing Facilities and Systems*, 2023, No. 3, Vol. 19, pp. 189-205 [in Russian]. <http://dx.doi.org/10.17122/1999-5458-2023-19-3-189-205>.

Введение

Согласно «Энергетической стратегии Российской Федерации на период с 2020 года до 2035 года», утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 г. № 1523-р [1], к приоритетным направлениям научно-технического прогресса относится создание инновационных интеллектуальных системообразующих и распределительных электрических сетей нового поколения в Единой энергетической системе России (интеллектуальные сети — Smart Grids), а также развитие силовой электроники и устройств на их основе, прежде всего различного рода сетевых управляемых устройств (гибкие системы передачи переменного тока — FACTS). [2, 3].

Термин «Smart Grids» впервые введен в работе автора Michael T. Burr [2], где перечислены основные функциональные и технологические особенности интеллектуальных систем электроснабжения, среди которых следует отметить интеграцию коммуникационных сетей в энергосистемы, а также разработку и

внедрение цифровых средств управления. Так, например, существуют версии Европейской технологической платформы [3], Министерства энергетики США [4], Американской национальной лаборатории энергетических технологий NETL [5] и т.д. Наиболее полно суть данного термина отражает сформулированное Американским Институтом инженеров электротехники и электроники (IEEE) определение «Smart Grid» как «полностью интегрированной, саморегулирующейся и самовосстанавливающейся электроэнергетической системы, имеющей сетевую топологию и включающей в себя все генерирующие источники, магистральные и распределительные сети и все виды потребителей электрической энергии, управляемые единой сетью информационно-управляющих устройств и систем в режиме реального времени» [6].

На сегодняшний день понятие «Smart Grids» развилось до полноценной концепции инновационного преобразования электроэнергетики и идеологической основы национальных программ разви-

тия энергосистем РФ [7–9]. К числу основных функциональных свойств энергосистем на базе концепции Smart Grid относится оптимизация управления активами за счет перехода к удаленному мониторингу производственных активов в режиме реального времени для оптимизации режимов работы и совершенствования процессов эксплуатации, ремонтов и замены оборудования по его состоянию и, как следствие, обеспечение снижения общесистемных затрат [8, 9].

Постановка задачи

Одним из путей оптимизации режимов работы энергосистем, реализуемых современными средствами автоматизации, является снижение потерь электроэнергии при ее транспорте по электрическим сетям. В работе [10] показано, что самой «проблемной», с точки зрения потерь электроэнергии, частью электрических сетей являются распределительные сети напряжением (6)10 кВ.

Снижение технических потерь электроэнергии в сетях 6–35 кВ возможно путем оптимального выбора мест нормальных разрывов на линиях с несколькими источниками питания [11]. В работе [12] описана методика выбора оптимальных мест нормальных разрывов на воздушных линиях класса напряжения 10 кВ с двумя источниками питания по критерию минимума потерь мощности с учетом схемных и режимных ограничений. Применение описанной методики на реальных объектах возможно благодаря широкому применению реклоузеров в качестве пунктов секционирования.

Реклоузер (автоматический пункт секционирования) состоит из двух основных частей: коммутационный модуль, выполненный на базе вакуумного выключателя, и шкаф управления. Шкаф управления состоит из устройства связи (радиомодема) для дистанционного

управления, аккумуляторной батареи, модуля управления и устройства передачи данных. Модуль управления предназначен для управления коммутационным модулем, измерения токов и напряжений, реализации функций релейной защиты и автоматики и передачи данных [13]. Таким образом, набор функций реклоузеров позволяет реализовать с их помощью централизованное управление конфигурацией сети в режиме реального времени с целью снижения уровня потерь электроэнергии.

Решение проблемы

Для корректной работы предлагаемой системы оптимального управления конфигурацией распределительной сети необходим следующий набор данных:

1. Мощность, год ввода, вид системы охлаждения, индекс технического состояния силовых трансформаторов питающих подстанций;
2. Марка и сечение проводов и кабелей линий электропередачи (ЛЭП);
3. Номинальные токи измерительных трансформаторов тока в линейных ячейках питающих подстанций;
4. Загрузка силовых трансформаторов питающих подстанций;
5. Нагрузки головных участков рассматриваемых ЛЭП;
6. Напряжения на шинах питающих подстанций;
7. Нагрузки в узлах рассматриваемых ЛЭП;
8. Температура окружающего воздуха.

Параметры проводов и кабелей ЛЭП, силовых трансформаторов и трансформаторов тока в линейных ячейках вносятся в систему на стадии наладки в ручную и корректируются в ходе эксплуатации при наличии изменений в сети. Для оценки возможности получения параметров режима работы в режиме реального времени и с целью дальнейшей техниче-

ской реализации в данной работе проведен анализ набора функций и аппаратного состава современных измерительных систем и систем мониторинга, применяемых в электрических сетях. Согласно технической политике крупнейшей на территории Российской Федерации электросетевой организации ПАО «Россети» [14], непрерывный контроль технического состояния электрооборудования выполняется с применением автоматизированных средств, систем мониторинга и диагностики (СМиД).

Назначение СМиД состоит:

1. В предоставлении персоналу, эксплуатирующему энергоустановки, достоверной, своевременной оперативной информации о протекании технологических процессов, состоянии электротехнического оборудования и технических средств;

2. В обеспечении эксплуатационного персонала ретроспективной технологической информацией (регистрация событий, регистрация изменения параметров технологического процесса, регистрация действий оператора) для анализа, оптимизации и планирования работы оборудования и его ремонта;

3. В выявлении начальной стадии развития дефекта и/или предаварийных и аварийных режимов в контролируемом оборудовании;

4. В снижении расходов на проведение ремонтных работ.

Современные СМиД выстраиваются по трехуровневой иерархической архитектуре с децентрализацией функции принятия решений по управлению комплексом взаимосвязанных процессов [15].

Первый уровень выполняет функции по измерению параметров, состояний приводов РПН и включает в себя датчики, выполняющие непосредственное измерение диагностических и информационных параметров, а также выходные

каналы устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) и автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП), выдающие сигналы, являющиеся первичными данными для устройств второго уровня СМиД.

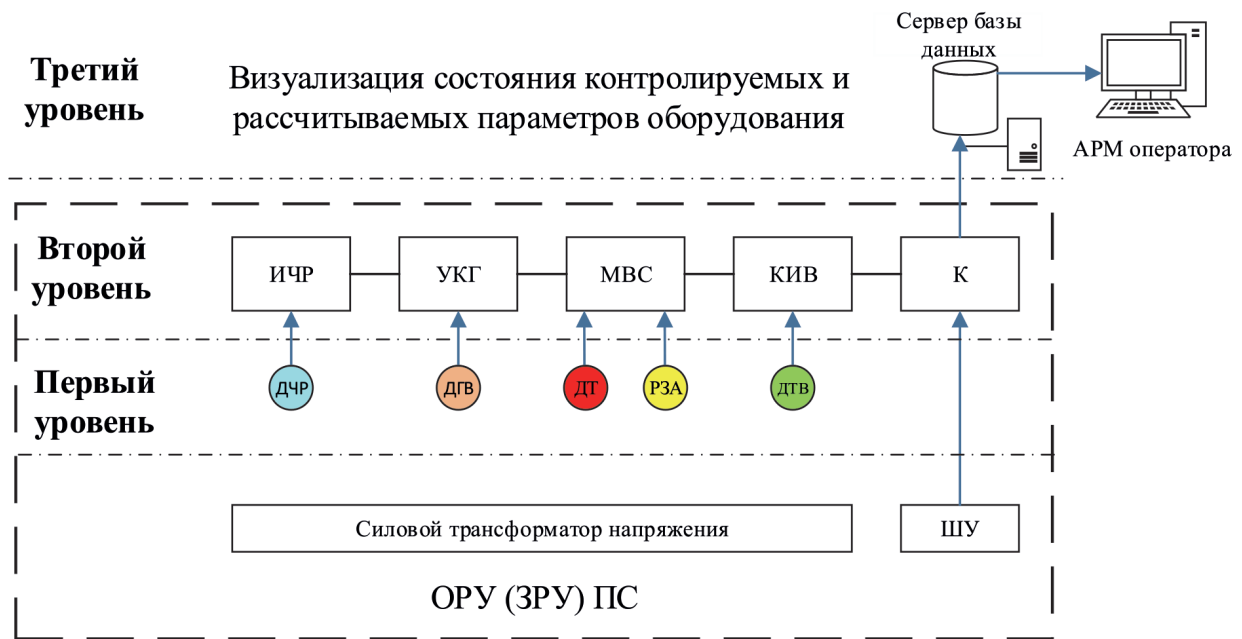
Второй уровень — уровень контроля и управления технологическим процессом. В этот уровень входит система цифрового распределенного управления на базе промышленных контроллеров и прочих интеллектуальных средств, реализующая функции контроля и визуализации технологических параметров, состояния оборудования, диагностики, аварийной сигнализации, логического управления отдельными технологическими параметрами и процессами.

На третьем уровне происходит отображение и сопровождение технологического процесса при помощи систем диспетчерского управления и сбора данных (от англ. Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)).

Структурная схема СМиД силовых трансформаторов показана на рисунке 1.

Применение СМиД силовых трансформаторов существенно повышает наблюдаемость отказов отдельно взятых узлов. Ввиду наличия ненулевой ошибки η , характерной для любых систем диагностики и мониторинга, возникает задача оценки допустимых пределов такой ошибки η , если для контролируемого оборудования заданы параметры: вероятность внезапных отказов Q ; наработка на отказ TQ ; требуемая наработка не менее Tr ; требуемое значение риска пропуска отказа — не более r . Рассмотрим решение этой задачи для экспоненциального закона распределения наработки на отказ:

$$\begin{aligned} Q(t) &= 1 - \text{Exp} \left(\frac{-t}{TQ} \right); \\ r(t) &= 1 - \text{Exp} \left(\frac{-t}{Tr} \right). \end{aligned} \quad (1)$$



ШУ – шкаф управления; К – коммутатор; ИЧР – измеритель частичных разрядов; УКГ - устройство контроля газо- и влагосодержания; МВС – модуль ввода сигналов; КИВ - устройство контроля изоляции вводов.

- ДЧР – датчик частичных разрядов;
- РЗА – клеммы цепей РЗА;
- ДГВ – датчик газо- и влагосодержания;
- ДТВ – датчик тока проводимости ВВ;
- ДТ – датчик температуры;

Рисунок 1. Структурная схема СМиД силового трансформатора

Figure 1. Block diagram of the MaDS of a power transformer

После математических преобразований равенств (1) получим уравнение связи между наработками на отказ при определенной Q и требуемой r вероятностях отказа и число отказов n , которое помогает предотвратить СМиД:

$$Tr = TQ \cdot \frac{[\ln(1-Q)]}{[\ln(1-r)]}; \quad (2)$$

$$n = \frac{Tr}{TQ}.$$

Вероятность ошибочного распознавания СМиД состояния η контролируемого оборудования определяется по формулам:

$$\eta = \frac{TQ}{(Tr + TQ)}, \quad (3)$$

$$\eta = \frac{[\ln(1-r)]}{[\ln(1-r) + \ln(1-Q)]}. \quad (4)$$

При небольших значениях $r \ll Q \ll 1$ допустимая ошибка СМиД может быть рассчитана как отношение $\eta = r/Q$. Номограмма для определения максимальной допустимой ошибки системы мониторинга и диагностики показана на рисунке 2 [16].

Например, для значений за сутки: $Q = 15\%$; $r = 0,5\%$, ошибка η не должна превышать $4,9\%$. Номограмма для определения коэффициента увеличения наработки $kT = Tr/TQ$ между отказами оборудования после внедрения СМиД приведена на рисунке 3 [16].

Внедрение системы мониторинга и диагностирования способствует значительному повышению интервала между производственными неполадками и авариями, который возрастает в 24 раза, что

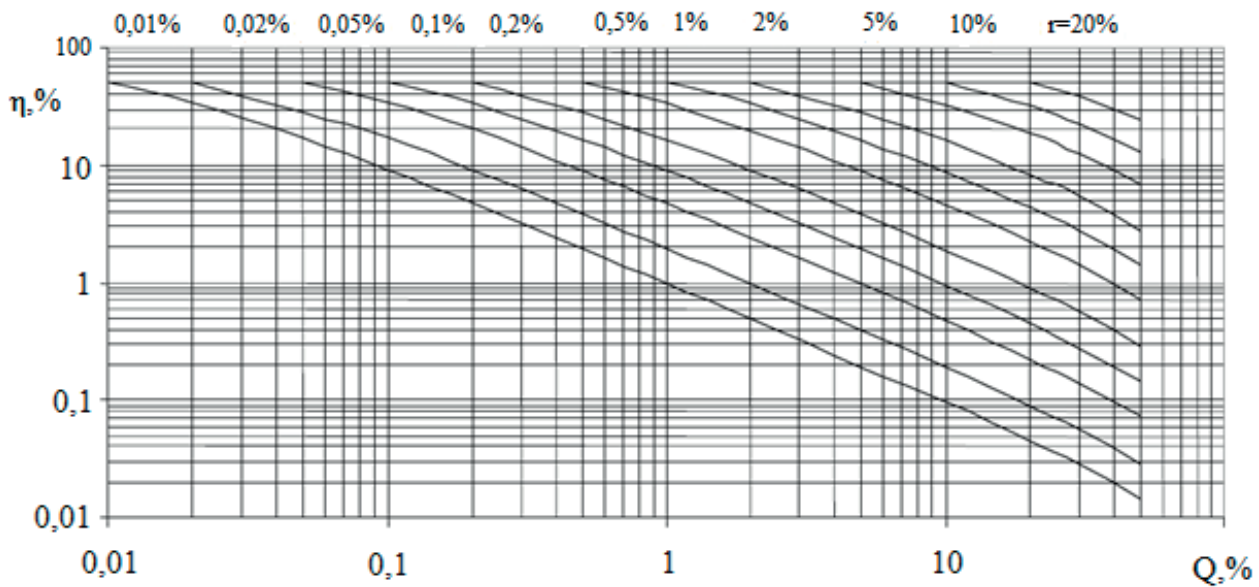


Рисунок 2. Допустимая ошибка η при требуемом риске r и вероятности отказа Q

Figure 2. Permissible error η with the required risk r and probability of failure Q

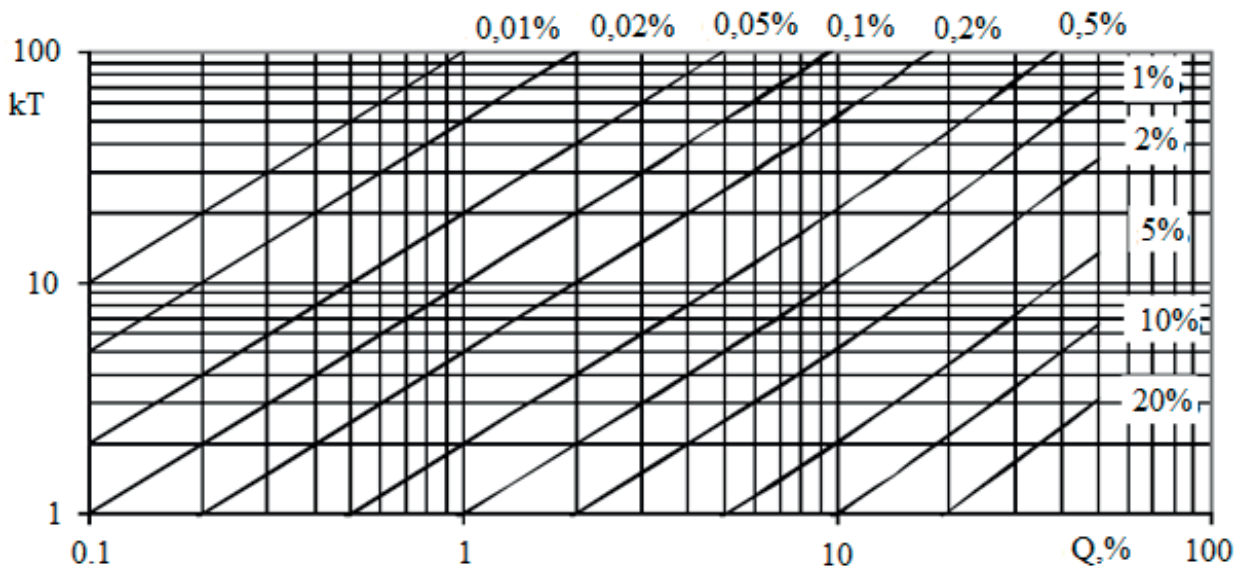


Рисунок 3. Коэффициент увеличения наработки между отказами оборудования kT при внедрении СМиД и обеспечении требуемого риска отказа r

Figure 3. Coefficient of increase in operating time between failures of equipment kT during the implementation of the SMiD and ensuring the required risk of failure r

объясняет существенный (положительный) технико-экономический эффект за счет сокращения затрат на ремонт и снижения потерь внеплановых простоев.

В настоящее время разработано и широко применяется определенное количество систем мониторинга и диагностики силовых трансформаторов, что подтверждает их востребованность и

целесообразность применения таких систем. На рынке автоматизированных систем мониторинга и диагностики представлен ряд систем отечественного производства, в том числе системы: шкаф управления и мониторинга трансформаторного оборудования (ШУМТ) — совместная разработка ВЭИ и ОАО «Энергосетьпроект» (г. Москва) [17], Transformer

Diagnostics Monitor (TDM) — разработка ПВФ «Вибро-Центр» (г. Пермь) [18] и система контроля изоляции силовых трансформаторов (СКИТ), разработанная в СПбГПУ (г. Санкт-Петербург) [19]. Сравнительные характеристики перечисленных СМиД приведены в таблице 1.

Из анализа характеристик видно, что каждая из перечисленных систем имеет функции измерения токов и напряжений по сторонам ВН и НН и возможность интеграции в систему SCADA, что позволяет использовать СМиД в качестве одного из источников данных для системы оптимального управления конфигурацией распределительной сети.

Согласно [14], объекты электросетевого комплекса (ПС, ТП, РП, РТП, ЛЭП) должны быть оснащены автоматизированными системами управления, контроля, непрерывного контроля, в том числе системами телемеханики (СТМ) [20]. Для целей системы оптимального управления конфигурацией распределительной сети рассмотрены применяемые системы телемеханики ПС.

Основными целями внедрения СТМ на современных трансформаторных подстанциях являются:

1. Повышение надежности и долговечности работы электросетевого оборудования и сокращение затрат на его ремонт;

2. Уменьшение нагрузки и вероятности ошибочных действий оперативного персонала во всех режимах работы;

3. Выполнение требований к объему передаваемой технологической информации на уровень диспетчерского управления;

4. Унификация используемого программного обеспечения и оборудования;

5. Расширение технических возможностей комплекса.

Архитектура применяемых СТМ ПС предусматривает наличие *трех уровней*.

В состав *первого уровня* входят модули дискретного ввода (телесигнализации), дискретного вывода (телеуправления), модули аналоговых измерений, многофункциональные измерительные преобразователи (МИП) и датчики температуры воздуха. Первый уровень реализует сбор сигналов телесигнализации и телеизмерений с привязкой этих сигналов к единому астрономическому времени и выдачу управляющих сигналов.

Таблица 1. Сравнительные характеристики систем мониторинга и диагностики силовых трансформаторов

Table 1. Comparative characteristics of power transformer monitoring and diagnostics systems

Контролируемый параметр / система мониторинга	ШУМТ	TDM	СКИТ
Температура верхних слоев масла	+	+	+
Работа системы охлаждения трансформатора	+	+	+
Тангенс угла диэлектрических потерь	+	+	+
Концентрация газов в трансформаторном масле	+	+	+
Содержание влаги в изоляции	+	+	+
Состояние РПН	+	+	+
Токи и напряжения по НН и ВН	+	+	+
Давление во вводах	—	—	—
Частичные разряды в изоляции	—	—	+
Использование математических моделей	+	—	—
Использование режима off-line	—	—	—
Возможность интеграции в SCADA системы (поддержка QPC)	+	+	+

В состав *второго уровня* входят контроллеры и серверы СТМ. Данный уровень реализует функцию обмена информацией с другими уровнями иерархии управления, а также сохранения данных независимо от работоспособности средств верхнего уровня. Второй уровень обеспечивает сбор данных по цифровым каналам связи с МИП, модулей ввода/вывода сигналов, взаимодействие с устройствами смежных систем, раздачу сигналов точного времени, передачу данных оперативно-технологической информации и трансляцию команд телеуправления с уровня диспетчерского центра.

Третий уровень выполняет функции концентрации, визуализации и хранения измерительных данных. В состав верхнего уровня входят диспетчерские щиты, серверы и автоматизированные рабочие места.

Обмен информацией между устройствами первого, второго и третьего уровней в СТМ обеспечивается с использованием протоколов MODBUS, МЭК 60870-5-101/104. Структурная схема СТМ ПС показана на рисунке 4.

К основным функциям СТМ ПС относятся:

— телеизмерение — передача по каналам связи значений непрерывно измеряемых параметров контролируе-

мых процессов (мощности, напряжения, токов и т. п.);

— телесигнализация — передача дискретных сигналов о состоянии контролируемого оборудования (положение выключателей мощности, разъединителей, анцапф трансформаторов, уставок автоматики и т.п.);

— телеуправление — передача по каналам связи команд от диспетчера (оператора) к коммутационным аппаратам (выключателям, разъединителям, контакторам и т.п.) для изменения положения оперативного оборудования;

— телерегулирование — передача управляющих воздействий типа «больше — меньше», «прибавить — убавить» и других от диспетчера к регулятору.

Набор функций систем телемеханики трансформаторных подстанций позволяет использовать их в качестве источников информации о нагрузке головных участков отходящих линий.

Для централизации передачи данных с СМД и СТМ ПС на диспетчерские пункты на подстанциях устанавливается единая централизованная приемопередающая станция, обеспечивающая независимый прием информации от множества каналов связи и дальнейшую ретрансляцию ее на вышестоящий диспетчерский пункт.

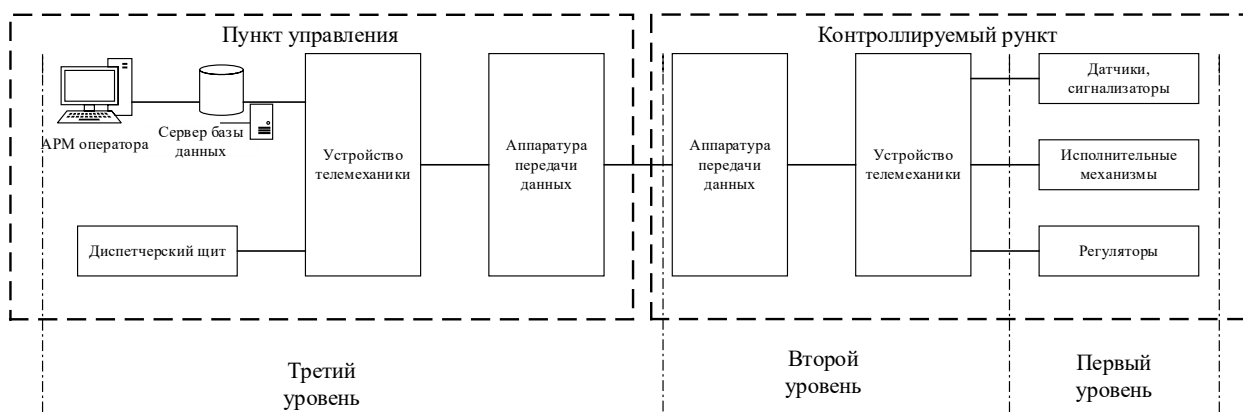


Рисунок 4. Структурная схема СТМ ПС

Figure 4. Block diagram of STM PS

Для организации связи систем автоматизации ПС и диспетчерских пунктов используются волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) и высокочастотные каналы по проводам ВЛ [21]. В качестве основного канала связи на современных подстанциях используются ВОЛС ввиду ряда преимуществ [22]:

- широкая эффективно передаваемая полоса частот (1–12 ГГц);
- незначительное ослабление сигнала;
- высокая надежность;
- высокая помехоустойчивость;
- информационная безопасность.

Для решения задач по упрощению процесса учета электроэнергии, а также по сокращению потерь в электрических сетях применяются автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ). Этому поспособствовало вступление в силу федеральных законов № 261-ФЗ от 23.11.2009 [23] и № 522-ФЗ от 27.12.2018 [24], а также утверждение концепции ПАО «Россети» «Цифровая трансформация 2030» [25].

СТО 34.01-3.1-002-2016 ПАО «Россети» [26] предписывает, что системы учета электроэнергии должны охватывать все точки коммерческого и технического учета активной и реактивной электроэнергии и мощности для получения полного баланса электроэнергии. Широкое распространение АСКУЭ в электросетевом комплексе подтверждается большим количеством публикаций, описывающих опыт их внедрения: в работе [27] описан опыт внедрения АСКУЭ на объекте ПО «Вологодские электрические сети» филиала ОАО «МРСК Северо-Запад» — «Вологда-энерго», применение АСКУЭ в распределительной сети 0,4 кВ филиалов ОАО «Сетевая компания» Бугульминские и Чистопольские электрические сети описано в работах [28, 29] и т.д.

АСКУЭ также строится по *трехуровневой архитектуре*.

Первый уровень представляет собой комплекс технических средств, осуществляющий сбор информации, в который входят приборы учета и измерительные трансформаторы.

Второй уровень образуют устройства концентрации, обработки и передачи информации от устройств первого уровня на третий и от третьего на первый. К устройствам второго уровня относятся модем-коммутатор, устанавливаемый в ТП, система обеспечения единого времени, оборудование GSM.

Третий уровень реализует функции обработки и хранения информации, полученной от устройств первого уровня. К третьему уровню относится системное и прикладное программное обеспечение. Среди функций системного программного обеспечения следует отметить:

1. Организацию связи с АРМ оператора и сервером сбора данных;
2. Передачу данных в различные комплексы программно-технических средств для их дальнейшей обработки и хранения;
3. Организацию связи со счетчиками электроэнергии по интерфейсам RS-485, PLC и ZigBee;
4. Организацию связи с территориально удаленными объектами по интерфейсу RF;
5. Ретрансляцию и маршрутизацию данных в сетях PLC и ZigBee;
6. Хранение данных по энергопотреблению;
7. Автоматический сбор и хранение журналов суточных и месячных показаний счетчиков, автоматический сбор профилей мощности счетчиков электроэнергии с заданной при конфигурации дискретностью учета (для розничного рынка — 60 мин) не реже 1 раза в сутки и хранение суточных данных о шестиде-

сятиминутных приращениях электроэнергии.

Прикладное программное обеспечение может представлять собой программу-конфигуратор, реализованную в виде клиент-серверного приложения, ориентированного на обработку и представление больших массивов конфигурации и данных, получаемых с приборов учета энергоресурсов, для пользователей различных категорий с использованием Веб-интерфейса и мобильных платформ.

На практике, во избежание необходимости прокладки дополнительных линий связи обмен информацией между приборами учета и модемом-коммутатором в ТП осуществляется по технологии PLC. Связь между модемом-коммутатором и сервером сбора данных организуется по технологии GSM. Технология GSM обладает рядом преимуществ, в том числе:

- возможностью большого числа одновременных соединений;
- низким уровнем помех в используемых частотных диапазонах;
- улучшенной (по сравнению с аналоговыми системами) защитой от несанкционированного доступа, что

достигается путём применения алгоритмов шифрования с разделяемым ключом;

— высокой скоростью опроса присоединенных устройств и приборов.

— легкостью организации канала связи.

Структурная схема АСКУЭ показана на рисунке 5.

Набор функций современных АСКУЭ позволяет использовать их в качестве источников информации о нагрузках в узлах распределительной сети.

Таким образом, по результатам анализа современных систем автоматизации, применяемых в электросетевом комплексе, можно сделать вывод о том, что для функционирования системы оптимального управления конфигурацией распределительной сети не требуется установка дополнительного измерительного и сетевого оборудования.

Структурная схема организации передачи данных для функционирования системы оптимального управления конфигурацией распределительной сети показана на рисунке 6.

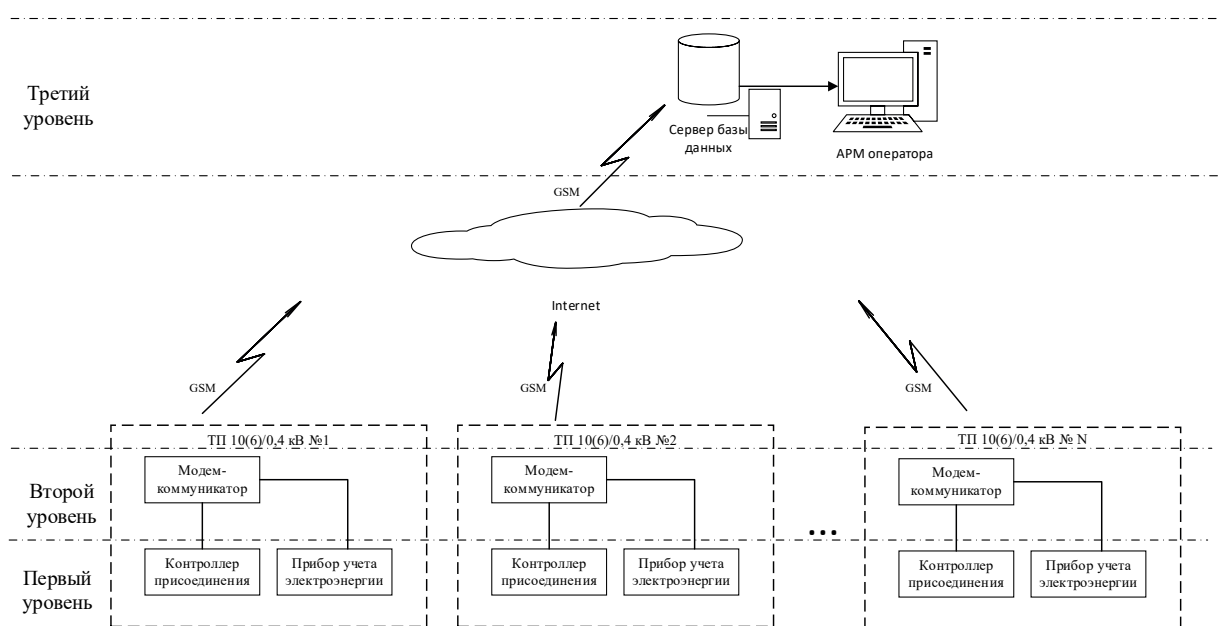


Рисунок 5. Структурная схема АСКУЭ

Figure 5. Structural diagram of the ASCAPS

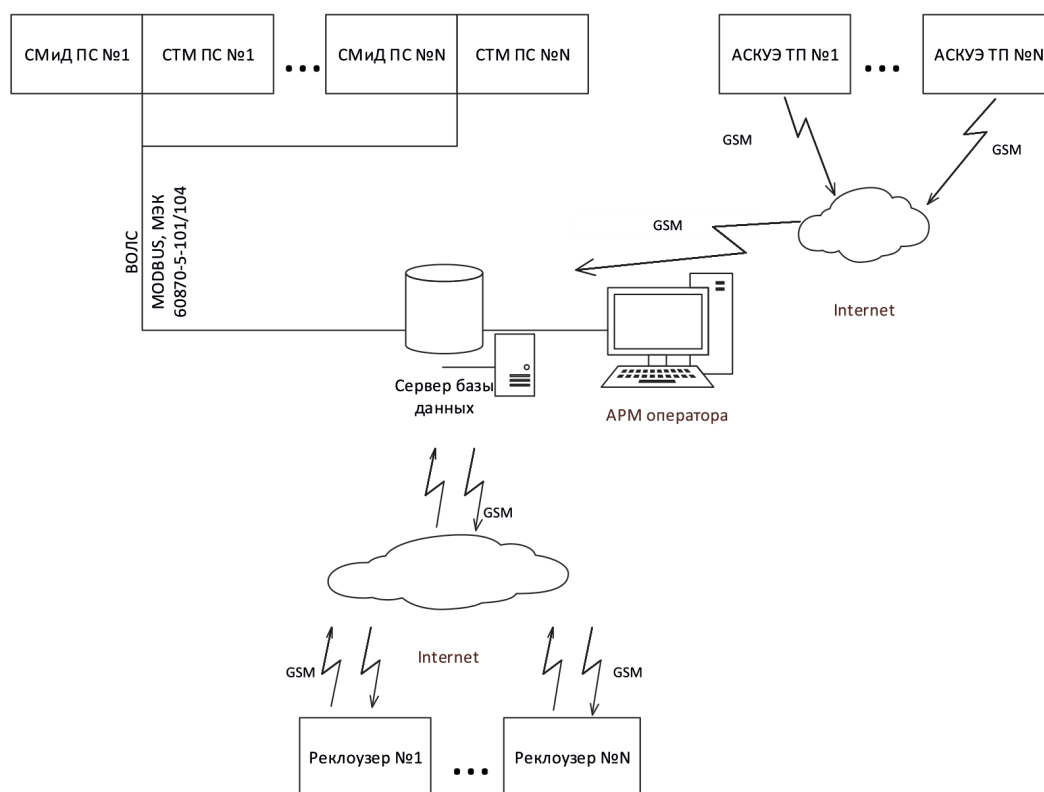


Рисунок 6. Структурная схема организации передачи данных для функционирования системы оптимального управления конфигурацией распределительной сети

Figure 6. Block diagram of the data transmission organization for the functioning of the optimal control system of the distribution network configuration

Информация о загрузке силовых трансформаторов и напряжениях на шинах питающих подстанций собирается с серверов СМиД и по ВОЛС поступает на сервер сбора данных. Данные о нагрузках на головные участки линий поступают с серверов СТМ также по ВОЛС. Информация о нагрузках в узлах сети передается от модемов-коммутаторов, устанавливаемых в ТП 10(6)/0,4 кВ на сервер сбора данных по технологии GSM. После обработки собранной информации и выполнения необходимых вычислений формируются управляющие воздействия, которые по сети GSM передаются на реклоузеры. На АРМ оператора происходит отображение текущей схемы сети. Матрица информационных потоков показана в таблице 2.

Для организации сбора и обработки информации, а также для выдачи управляющих воздействий необходим «общий», объединяющий третий уро-

вень, имеющий следующий ряд функций:

- сбор и обработка информации со вторых уровней СМиД силовых трансформаторов на ПС 110 (35)/10 кВ, СТМ ПС 110 (35)/10 кВ и АСКУЭ по беспроводным и волоконно-оптическим каналам связи;

- решение линейных оптимизационных задач с булевыми переменными;

- формирование и отправка управляющих воздействий реклоузерам;

- отображение текущих положений нормальных разрывов в сети.

Как показано в статье [12], применение предлагаемой системы позволит добиться снижения технических потерь мощности в магистральных участках воздушных линий электропередачи на величину до 43 %.

Характеристики предлагаемой системы оптимального управления конфигурацией сети показаны в таблице 3.

Таблица 2. Матрица информационных потоков**Table 2.** Matrix of information flows

GSM	GSM		ВОЛС		Тип канала связи
SCADA	Ethernet		Оптический LC		Интерфейс сопряжения
1	1 резерв	1 основной	1 резерв	1 основной	Количество каналов (основной/резервный)
					СМид ПС 110/10 кВ № 1
					СМид ПС 110/10 кВ № 2
					...
					СТМ ПС 110/10 кВ № 1
					СТМ ПС 110/10 кВ № 2
					...
					СТМ ПС 110/10 кВ № N
					Диспетчерский пункт
					АСКУЭ ТП 10/0,4 кВ № 1
					АСКУЭ ТП 10/0,4 кВ № 2
					...
					АСКУЭ ТП 10/0,4 кВ № N
					Реклоузер № 1
					Реклоузер № 2
					...
					Реклоузер № — №

Таблица 3. Характеристики системы оптимального управления конфигурацией сети**Table 3.** Characteristics of the optimal network configuration management system

Параметр	Значение
Время срабатывания, с	1,95
Количество контролируемых элементов	Не ограничено
Протокол передачи данных	МЭК 60870-5-104
Контролируемые параметры	1. Загрузка силовых трансформаторов питающих подстанций; 2. Нагрузки головных участков рассматриваемых ЛЭП; 3. Напряжения на шинах питающих подстанций; 4. Нагрузки в узлах рассматриваемых ЛЭП; 5. Температура окружающего воздуха.
Функциональность	1. Сбор и обработка измерительной информации; 2. Решение линейных оптимизационных задач с булевыми переменными; 3. Формирование и отправка управляющих воздействий; 4. Отображение текущей схемы сети; 5. Ведение журнала переключений.

Выводы

1. Уровень автоматизации современных распределительных электрических сетей позволяет собирать и обрабатывать информацию в реальном времени в объеме, необходимом для оптимального управления конфигурацией сети.

2. Для функционирования системы оптимального управления конфигурацией распределительной сети не требуется установка дополнительного измерительного и сетевого оборудования.

3. В качестве первого и второго уровней системы оптимального управления

конфигурацией распределительной сети возможность использовать соответственно первые и вторые уровни СМид силовых трансформаторов на ПС 110 (35)/10 кВ, СТМ ПС 110 (35)/10 кВ и АСКУЭ.

4. Для функционирования системы оптимального управления конфигурацией распределительной сети потребуется организация третьего уровня, объединяющего СМид силовых трансформаторов на ПС 110 (35)/10 кВ, СТМ ПС

110 (35)/10 кВ и АСКУЭ, а также имеющего описанный набор функций.

5. Предложена к применению методика оценки вероятности ошибочного распознавания СМид состояний контролируемого оборудования.

6. Применение СМид увеличивает объем контролируемой информации о состоянии высоковольтного оборудования, что позволяет своевременно производить ремонтные работы, повышая тем самым надежность электроснабжения.

Список источников

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года (утв. Приказом Минэнерго РФ от 09.06.2020 №1523-р). URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 06.07.2023).

2. Burr M.T. Reliability Demands Drive Automation Investments // *Fortnightly Magazine*. URL: <https://www.fortnightly.com/fortnightly/2003/11/technology-corridor> (дата обращения: 09.07.2023). <http://www.fortnightly.com/fortnightly/2003/11/technology-corridor>.

3. European Commission Directorate-General for Research Information and Communication Unit European Communities: «European Technology Platform Smart Grids, Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future», European Communities. 2006.

4. «Grids 2030»: A National Vision for Electricity's Second 100 years. Office of Electric Transmission and Distribution of USA Department of Energy. 2003.

5. The National Energy Technology Laboratory: «A Vision for the Modern Grid». March 2007.

6. Smart Power Grids — Talking about a Revolution // IEEE Emerging Technology Portal, 2009.

7. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. М.: ИАЦ Энергия, 2010. 208 с. ISBN: 978-5-98420-075-2.

8. Шакарян Ю.Г., Моржин Ю.И., Дорофеев В.В. и др. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью: НИР. М., 2012. 238 с. EDN: VHKNPN.

9. Воропай Н.И. SMART GRID: мифы, реальность, перспективы // Энергетическая политика. 2010. № 2. С. 9–14. EDN: MEGNGX.

10. Рохлов В.А. Анализ статистики потерь электроэнергии в электрических сетях Российской Федерации // Энергосбережение и иннова-

ционные технологии в топливно-энергетическом комплексе: матер. национальн. с междунар. участием науч.-практ. конф. студентов, аспирантов, учёных и специалистов. Тюмень, 2022. Т. 2. С. 292–296. EDN: CPCORY.

11. РД 34.09.254. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений: утвержден и введен в действие Главным научно-техническим управлением энергетики и электрификации 31.03.1986: дата введения 1988-01-01. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4294816/4294816579.htm#i38008> (дата обращения: 06.07.2023).

12. Рохлов В.А., Хмара Г.А., Бойчук Р.С. Способ снижения потерь электроэнергии в распределительных сетях с двусторонним питанием // *Электроэнергия. Передача и распределение*. 2021. № 4 (67). С. 98–103. EDN: GTRIXM.

13. Вакуумный реклоузер SMART15. Техническая информация. URL: https://www.tavrida.ru/upload/iblock/03d/c66fswxwe9raa83aea wg3cssscsbrepa/TER_RecDoc_PG_8.pdf.

14. Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе, утверждено Советом директоров ПАО «Россети» (протокол № 450 от 02.04.2021). URL: <https://www.te.ru/upload/doc/invest/reports/tehpolitika2023.pdf> (дата обращения: 06.07.2023).

15. СТО 56947007- 29.200.10.011-2008. Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования: утвержден и введен в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 140 с изменениями от 16.06.2010, приказ № 423: дата введения 2008-04-18. URL: <https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.200.10.011-2008.pdf> (дата обращения: 06.07.2023).

16. Науменко А.П. Теория и методы мониторинга и диагностики: материалы лекций. Омск: ОмГТУ, 2017. 154 с.

17. Валуйских А.О., Мордкович А.Г., Цфасман Г.М. Система управления, мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования // Электро. 2004. № 6. С. 35–37.

18. ООО «Димрус»: официальный сайт. URL: <https://dimrus.ru/tdm.html> (дата обращения: 06.07.2023).

19. Монастырский А.Е. Современные системы мониторинга технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов // Материаловедение. Энергетика. 2021. Т. 27. № 3. С. 97–108. DOI: 10.18721/JEST.27309. EDN: HRCADF.

20. ГОСТ Р МЭК 870-1-1-93. Устройства и системы телемеханики. Часть 1. Основные положения. Раздел 1. Общие принципы: утвержден и введен в действие Постановлением Госстандарта России № 309 от 30.12.1993: дата введения 1995-01-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200027388> (дата обращения: 06.07.2023).

21. СТО 70238424.17.220.20.005-2011. Системы связи для сбора и передачи информации в электроэнергетике. Условия создания. Нормы и требования: утвержден и введен в действие Приказом НП «ИНВЭЛ» № 109/4 от 01.11.2011: дата введения 2010-01-29. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293790/4293790596.pdf> (дата обращения: 06.07.2023).

22. Скларов О.К. Волоконно-оптические сети и системы связи: учебное пособие для вузов. 5-е изд., стер. Санкт-Петербург: Лань, 2021. 268 с. ISBN 978-5-8114-1028-6.

23. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ: Федеральный закон № 261-ФЗ: [принят государственной думой 23 ноября 2009 года]. М.: Центрмат, 2023. 80 с.

24. О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации: Федеральный закон № 522-ФЗ: [принят государственной думой 19 декабря 2018 года]. М.: Центрмат, 2023. 95 с.

25. Концепция цифровая трансформация 2030 / ПАО «Россети». URL: https://www.rosseti.ru/upload/iblock/582/rajp59pvvjsx5ztr38jjz2q98o8rkbd/Kontsepsiya_Tsifrovaya_transformatsiya_2030.pdf.

26. СТО 34.01-3.1-002-2016. Типовые технические решения подстанций 6–110 кВ:

утвержден и введен в действие Распоряжением ПАО «Россети» № 397р от 19.09.2016: дата введения 2016-09-19. URL: <https://gisprofi.com/gd/documents/sto-34-01-3-1-002-2016-tipovyye-tehnicheskie-resheniya-podstantsij-6-110-kv.html> (дата обращения: 06.07.2023).

27. Технические аспекты организации связи по линиям 0,4 и 10 кВ с использованием PLC-технологии в АИИС КУЭР «АТЛАС» / ООО «Систел» г. Москва // Журнал «ИСУП». 2015. № 2 (56). С. 49–52.

28. Камалиев Р.Н., Мингалиев А.Р., Хабибуллин Т.Ф. Результаты опробования системы учета электроэнергии на базе PLC-технологии в распределительных сетях 10–0,4 кВ // Энергетика Татарстана. 2011. № 4. С. 67–71. EDN: OOKYYN.

29. Часовский А.В., Жернаков Ю.А. Опыт внедрения системы учета электроэнергии на основе технологии PLC в распределительных сетях 0,4 кВ филиала ОАО «Сетевая компания» Бугульминские электрические сети // Энергетика Татарстана. 2012. № 3. С. 46–52. EDN: PEWVRF.

References

1. *Energeticheskaya strategiya Rossiiskoi Federatsii na period do 2035 goda (utv. Prikazom Minenergo RF ot 09.06.2020 № 1523-r)*. [Energy Strategy of the Russian Federation for the Period up to 2035 (Approved by the Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation Dated 09.06.2020 No. 1523-r)]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (accessed 06.07.2023). [in Russian].

2. Burr M.T. Reliability Demands Drive Automation Investments. *Fortnightly Magazine*. URL: <https://www.fortnightly.com/fortnightly/2003/11/technology-corridor> (accessed 09.07.2023). <http://www.fortnightly.com/fortnightly/2003/11/technology-corridor>.

3. *European Commission Directorate-General for Research Information and Communication Unit European Communities: «European Technology Platform Smart Grids, Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future», European Communities, 2006.*

4. «Grids 2030»: A National Vision for Electricity's Second 100 years. Office of Electric Transmission and Distribution of USA Department of Energy, 2003.

5. *The National Energy Technology Laboratory: «A Vision for the Modern Grid»*. March 2007.

6. Smart Power Grids — Talking about a Revolution. *IEEE Emerging Technology Portal*, 2009.

7. Kobets B.B., Volkova I.O. *Innovatsionnoe razvitie elektroenergetiki na baze kontsepsii Smart*

Grid [Innovative Development of Electric Power Industry Based on the Concept of Smart Grid]. Moscow, IATs Energiya, 2010. 208 p. ISBN 978-5-98420-075-2. [in Russian].

8. Shakaryan Yu.G., Morzhin Yu.I., Dorofeev V.V. e.a. *Kontseptsiya intellektual'noi elektro-energeticheskoi sistemy s aktivno-adaptivnoi set'yu: otchet o NIR* [The Concept of an Intelligent Electric Power System with an Active Adaptive Network: Research Report]. Moscow, 2012. 238 p. EDN: VHCPNN. [in Russian].

9. Voropai N.I. SMART GRID: mify, real'nost', perspektivy [SMART GRID: Myths, Reality, Perspectives]. *Energeticheskaya politika — Energy Policy*, 2010, No. 2, pp. 9–14. EDN: MEGNGX. [in Russian].

10. Rokhlov V.A. Analiz statistiki poter' elektroenergii v elektricheskikh setyakh Rossiiskoi Federatsii [Analysis of Statistics of Electricity Losses in Electric Networks of the Russian Federation]. *Materialy natsional'noi s mezhdunarodnym uchastiem nauchno-prakticheskoi konferentsii studentov, aspirantov, uchenykh i spetsialistov «Energoberezhenie i innovatsionnye tekhnologii v toplivno-energeticheskom komplekse»* [Materials of the National Scientific and Practical Conference of Students, Postgraduates, Scientists and Specialists with International Participation «Energy Saving and Innovative Technologies in the Fuel and Energy Complex»]. Tyumen', 2022, Vol. 2, pp. 292–296. EDN: CPCORY. [in Russian].

11. RD 34.09.254. *Instruktsiya po snizheniyu tekhnologicheskogo raskhoda elektricheskoi energii na peredachu po elektricheskim setyam energosistem i energoob'edinenii: utverzhden i vveden v deistvie Glavnym nauchno-tekhnicheskim upravleniem energetiki i elektrifikatsii 31.03.1986: data vvedeniya 1988-01-01* [RD 34.09.254. Instructions for Reducing the Technological Consumption of Electric Energy for Transmission through Electric Networks of Power Systems and Power Connections: Approved and Put into Effect by the Main Scientific and Technical Department of Energy and Electrification 31.03.1986: Date of Introduction 1988-01-01]. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4294816/4294816579.htm#i38008> (accessed 06.07.2023). [in Russian].

12. Rokhlov V.A., Khmara G.A., Boichuk R.S. Sposob snizheniya poter' elektroenergii v raspredelitel'nykh setyakh s dvustoronnim pitaniem [A Way to Reduce Energy Losses in Double-Fed Distribution Networks]. *Elektroenergiya. Pereдача i raspredelenie — Electric Power. Transmission and Distribution*, 2021, No. 4 (67), pp. 98–103. EDN: GTRIXM. [in Russian].

13. *Vakuumnyi reklozuer SMART15. Tekhnicheskaya informatsiya* [Vacuum Recloser SMART15. Technical Information]. URL: https://www.tavrida.ru/upload/iblock/03d/c66fswxwe9raa83aeawg3csscsbrep/TER_RecDoc_PG_8.pdf. [in Russian].

14. *Polozhenie PAO «Rosseti» o edinoi tekhnicheskoi politike v elektrosetevom komplekse, utverzhdeno Sovetom direktorov PAO «Rosseti» (protokol № 450 ot 02.04.2021)* [The Regulation of PJSC ROSSETI on the Unified Technical Policy in the Electric Grid Complex, Approved by the Board of Directors of PJSC ROSSETI (Protocol No. 450 of 02.04.2021)]. URL: <https://www.te.ru/upload/doc/invest/reports/tehpoltika2023.pdf> (accessed 06.07.2023). [in Russian].

15. STO 56947007-29.200.10.011-2008. *Sistemy monitoringa silovykh transformatorov i avtotransformatorov. Obshchie tekhnicheskie trebovaniya: utverzhden i vveden v deistvie Prikazom OAO «FSK EES» ot 18.04.2008 № 140 s izmeneniyami ot 16.06.2010, prikaz № 423: data vvedeniya 2008-04-18* [STO 56947007-29.200.10.011-2008. Monitoring Systems for Power Transformers and Autotransformers. General Technical Requirements: Approved and Put into Effect by Order No. 140 of JSC FGC UES Dated 04/18/2008 with Amendments Dated 06/16/2010, Order No. 423: Date of Introduction 2008-04-18]. URL: <https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.200.10.011-2008.pdf> (accessed 06.07.2023). [in Russian].

16. Naumenko A.P. *Teoriya i metody monitoringa i diagnostiki: materialy lektsii* [Theory and Methods of Monitoring and Diagnostics: Materials Lectures]. Omsk, OmGTU, 2017. 154 p. [in Russian].

17. Valuiskikh A.O., Mordkovich A.G., Tsfasman G.M. Sistema upravleniya, monitoringa i diagnostiki transformatornogo oborudovaniya [Control System, Monitoring and Diagnostics of Transformer Equipment]. *Elektro — Electro*, 2004, No. 6, pp. 35–37. [in Russian].

18. *ООО «Dimrus»: ofitsial'nyi sait* [Dimrus LLC: Official Website]. URL: <https://dimrus.ru/tm.html> (accessed 06.07.2023). [in Russian].

19. Monastyrskii A.E. Sovremennye sistemy monitoringa tekhnicheskogo sostoyaniya silovykh maslonapolnennykh transformatorov [Modern Systems for Monitoring the Technical Condition of Power Oil-Filled Transformers]. *Materialovedenie. Energetika — Materials Science. Power Engineering*, 2021, Vol. 27, No. 3, pp. 97–108. doi: 10.18721/JEST.27309. EDN: HRCADF. [in Russian].

20. *GOST R MEK 870-1-1-93. Ustroistva i sistemy telemekhaniki. Chast' 1. Osnovnye polozheniya. Razdel 1. Obshchie printsipy: utverzhden i vveden v deistvie Postanovleniem Gosstandarta Rossii № 309*

от 30.12.1993: *data vvedeniya 1995-01-01* [State Standard R IEC 870-1-1-93. Telemechanics Devices and Systems. Part 1. The Main Provisions. Section 1. General Principles: Approved and Put into Effect by Resolution of the State Standard of Russia No. 309 of 12/30/1993: Date of Introduction 1995-01-01]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200027388> (accessed 06.07.2023). [in Russian].

21. *STO 70238424.17.220.20.005-2011. Sistemy svyazi dlya sbora i peredachi informatsii v elektroenergetike. Usloviya sozdaniya. Normy i trebovaniya: utverzhden i vveden v deistvie Prikazom NP «INVEL» № 109/4 ot 01.11.2011: data vvedeniya 2010-01-29* [STO 70238424.17.220.20.005-2011. Communication Systems for Collecting and Transmitting Information in the Electric Power Industry. Conditions of Creation. Norms and Requirements: Approved and Put into Effect by the Order of NP «INVEL» No. 109/4 dated 01.11.2011: Date of Introduction 2010-01-29]. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293790/4293790596.pdf> (accessed 06.07.2023). [in Russian].

22. Sklyarov O.K. *Volokonno-opticheskie seti i sistemy svyazi: uchebnoe posobie dlya vuzov* [Fiber-Optic Networks and Communication Systems: a Textbook for Universities]. 5-e izd., ster. Sankt-Peterburg, Lan' Publ., 2021. 268 p. ISBN 978-5-8114-1028-6. [in Russian].

23. Ob energosberezhenii i o povyshenii energeticheskoi effektivnosti i o vnesenii izmenenii v otchel'nye zakonodatel'nye akty RF: Federal'nyi zakon № 261-FZ, prinyat gosudarstvennoi dumoi 23 noyabrya 2009 goda [On Energy Saving and Energy Efficiency Improvement and on Amendments to Certain Legislative Acts of the Russian Federation: Federal Law No. 261-FZ, Adopted by the State Duma on November 23, 2009]. Moscow, Tsentrmag Publ., 2023. 80 p. [in Russian].

24. *O vnesenii izmenenii v otchel'nye zakonodatel'nye akty Rossiiskoi Federatsii v svyazi s razvitiem sistem ucheta elektricheskoi energii (moshchnosti) v Rossiiskoi Federatsii: Federal'nyi zakon № 522-FZ, prinyat gosudarstvennoi dumoi 19 dekabrya 2018 goda* [On Amendments to Certain Legislative Acts of the Russian Federation in Connection with the Development of Electric Energy (Capacity) Metering Systems in the Russian Federation: Federal Law No. 522-FZ, adopted by the State Duma on December 19, 2018]. Moscow, Tsentrmag, 2023. 95 p. [in Russian].

25. *Kontseptsiya tsifrovaya transformatsiya 2030. PAO «Rosseti»* [The Concept of Digital Transformation 2030. PJSC Rosseti]. URL: https://www.rosseti.ru/upload/iblock/582/rajp59pvujxs5ztr38jjz2q98o8rkbd/Kontseptsiya_Tsifrovaya_transformatsiya_2030.pdf. [in Russian].

26. *STO 34.01-3.1-002-2016. Tipovye tekhnicheskie resheniya podstantsii 6–110 kV: utverzhden i vveden v deistvie Rasporyazheniem PAO «Rosseti» № 397r ot 19.09.2016: data vvedeniya 2016-09-19* [STO 34.01-3.1-002-2016. Typical Technical Solutions of Substations 6–110 kV: Approved and Put into Effect by the Order of PJSC ROSSETI No. 397r Dated 09/19/2016: Date of Introduction 2016-09-19]. URL: <https://gisprofi.com/gd/documents/sto-34-01-3-1-002-2016-tipovye-tehnicheskie-resheniya-podstantsij-6-110-kv.html> (accessed 06.07.2023). [in Russian].

27. Tekhnicheskie aspekty organizatsii svyazi po liniyam 0,4 i 10 kV s ispol'zovaniem PLC-tekhnologii v AIIS KUER «ATLAS» / ООО «Sistel» g. Moskva [Technical aspects of the organization of communication on the lines of 0.4 and 10 kV Using PLC technology in AIIS KUER «ATLAS» / LLC «Sistel» Moscow [Technical Aspects of the Organization of Communication on the Lines of 0.4 and 10 kV Using PLC Technology in AIIS KUER «ATLAS» / LLC «Sistel» Moscow]. *Zhurnal «ISUP» — Journal «ISUP»*, 2015, No. 2 (56), pp. 49–52. [in Russian].

28. Kamaliev R.N., Mingaliev A.R., Khabibullin T.F. Rezul'taty oprobovaniya sistemy ucheta elektroenergii na baze PLC-tekhnologii v raspredelitel'nykh setyakh 10–0,4 kV [Results of Approbation of System of the Account of the Electric Power on the Basis of PLC-Technology in Distributive Networks 10–0,4 kV]. *Energetika Tatarstana — Power Engineering of Tatarstan*, 2011, No. 4, pp. 67–71. EDN: OOKYYN. [in Russian].

29. Chasovskii A.V., Zhernakov Yu.A. Opyt vnedreniya sistemy ucheta elektroenergii na osnove tekhnologii PLC v raspredelitel'nykh setyakh 0,4 kV filiala OAO «Setevaya kompaniya» Bugul'minskie elektricheskie seti [Experience of Introduction the System of the Account Electric Power on the Basis of Technology PLC in Distributive Networks 0.4 kV Open Society Branch «Network Company» Bugulma Electric Networks]. *Energetika Tatarstana — Power Engineering of Tatarstan*, 2012, No. 3, pp. 46–52. EDN: PEWVRF. [in Russian].

Статья поступила в редакцию 05.10.2023; одобрена после рецензирования 10.10.2023; принята к публикации 12.10.2023.

The article was submitted 05.10.2023; approved after reviewing 10.10.2023; accepted for publication 12.10.2023.