

Д.Р. АБДУЛАБЕКОВА, доцент PhD кафедры «СЭС»
(ТУИТ имени ал-Хорезми)

О.М. КУТБИДИНОВ, доцент PhD кафедры «ЭТТ» (ТГТрУ)
г. Ташкент

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ В УСЛОВИЯХ ЦИФРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

В настоящее время силовые трансформаторы занимают ключевое место в системе распределения электрической энергии, однако значительная их часть была введена в эксплуатацию более тридцати лет назад. Среди оборудования электрических подстанций именно силовые трансформаторы относятся к наиболее значимым и дорогостоящим элементам электроэнергетической инфраструктуры с точки зрения технического обслуживания и ремонта. Их отказ способен привести к существенным экономическим потерям и нарушениям в работе энергосистемы.

В распределительных сетях напряжением 35кВ преобладают маслонаполненные трансформаторы, при этом около 60% из них эксплуатируются с превышением установленного нормативно-техническими документами срока службы (25 лет). В большинстве случаев решение о продолжении их эксплуатации принимается на основании результатов контроля технического состояния.

Действующая система обслуживания и ремонта силовых трансформаторов, регламентированная нормативными документами, не всегда позволяет своевременно выявлять ухудшение их состояния, так как основана на планово-периодическом подходе. Это создает риск внезапного отказа оборудования. Поэтому особую актуальность приобретает внедрение систем непрерывного мониторинга, обеспечивающих контроль параметров трансформатора под рабочим напряжением и проведение комплексной оценки его состояния с целью продления срока службы.

Одной из ключевых задач при внедрении интеллектуальных систем оценки и мониторинга технического состояния (ИСОМТС) является выявление наиболее уязвимых узлов маслонаполненных силовых трансформаторов, эксплуатируемых в распределительных сетях 35/6(10) кВ. Повреждения таких узлов оказывают наиболее значительное влияние как на длительность перерывов электроснабжения, так и на стоимость ремонтно-восстановительных работ.

В условиях цифровой трансформации энергетического сектора Республики Узбекистан данное направление становится одним из приоритетных. Министерством энергетики Республики Узбекистан реализуется проект «Цифровая энергетика», объединяющий электроэнергетический, нефтегазовый и угольный комплексы в единую структуру топливно-энергетического комплекса страны [58].

Основными задачами данного проекта являются создание и внедрение современных цифровых решений, развитие нормативно-правовой базы, а также подготовка и переподготовка квалифицированных специалистов с учетом современных технических и цифровых технологий в отрасли. Кроме того, особое внимание уделяется формированию эффективной системы контрольно-надзорных механизмов и повышению надежности работы энергетической инфраструктуры [59].

На рисунке 1 представлена диаграмма, в которой демонстрируется распределение трансформаторов по сроку их эксплуатации:

- до 15 лет – 12 %;
- 15–25 лет – 28 %;
- 25–35 лет – 37 %;
- более 35 лет – 23 %.

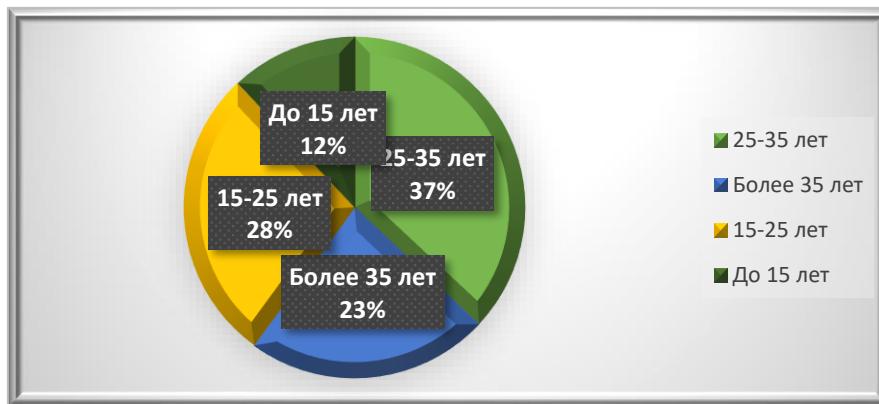


Рис.1. Возрастная структура силовых трансформаторов 35/6(10) кВ

Чётко видно, что около 60 % трансформаторного парка эксплуатируется свыше нормативного срока (25 лет) – это серьёзный сигнал к необходимости пересмотра подходов к диагностике и обновлению оборудования.

Контекст Узбекистана: текущие тенденции и инфраструктурные реформы

В последние годы в Узбекистане активно модернизируется распределительная сеть: обновлено 54,8 тыс. км линий и 17,2 тыс. трансформаторных пунктов.

**VIII Международная молодежная научно-практическая
конференция «ЭНЕРГОСТАРТ»**

201-3

21-22 ноября 2025 г.

Несмотря на это, значительная часть трансформаторов остаётся устаревшей: в 2023 г. электросетям требовалось дополнительно 3,2 тыс. трансформаторов, чтобы покрыть потребности системы.

Энергетическая политика Узбекистана направлена на цифровизацию и увеличение доли возобновляемых источников энергии.

Эти данные указывают на то, что старение инфраструктуры — не абстрактная проблема, а актуальный вызов, усиливающий нагрузку на энергетическую систему страны.

Прогноз возрастной структуры до 2035 года и последствия

С учётом масштабов модернизации и защиты инфраструктуры можно смоделировать предполагаемый сдвиг возрастной структуры трансформаторного парка к 2035 году (таблица 1).

Таблица 1

Предполагаемый сдвиг возрастной структуры трансформаторного парка к 2035 году

Категория возраста (лет)	Доля в 2025 (прим.), %	Ожидаемая доля в 2035, %	Примечания / факторы
до 15	~12	25–30	За счёт обновления парка и внедрения новых трансформаторов
15–25	~28	25–30	Сдвиг “молодой” категории вверх
25–35	~37	25–30	Часть из них выведут из эксплуатации или модернизируют
более 35	~23	10–15	Устаревшее оборудование должно быть заменено или списано

Прогнозные тенденции:

1. Сокращение доли “старых” (>35 лет)

С развитием политики модернизации и инвестиций часть таких трансформаторов будет выведена из эксплуатации или заменена новыми.

2. Увеличение доли молодых трансформаторов (<25 лет)

Новые установки смогут составить значительную часть парка, особенно с учётом текущих планов наращивания оборудования в сетях.

3. Плавный переход “среднего возраста”

Трансформаторы 15–25 и 25–35 лет останутся “рабочим ядром” сети, но под усиленным контролем технического состояния.

4. Усиление роли мониторинга и прогнозной диагностики Чтобы продлить срок службы устройств до 30–35 лет (или даже более при качественном обслуживании), потребуется внедрение интеллектуальных систем диагностики в реальном времени (ИСОМТС).

Таким образом, по мере реализации стратегий модернизации, в 2035 году ожидается более сбалансированная возрастная структура с меньшим количеством крайне старых трансформаторов и более высокой долей современных, технологичных единиц оборудования. Это, в свою очередь, создаст условия для повышения надёжности электроснабжения и сокращения внеплановых отказов.

Список литературы:

1. Касымов, Ш. А., & Туляганов, И. Р. Методы диагностики технического состояния силовых трансформаторов на основе анализа масла и газов // Энергетика Узбекистана, 2023. – № 2. – с. 45–53.
2. IEEE Std C57.143-2012. IEEE Guide for Application for Monitoring Equipment to Liquid-Immersed Transformers and Components. IEEE Power and Energy Society, 2012.
3. Tenbohlen, S., Coenen, S., Djamali, M., Müller, A., Samimi, M., & Siegel, M. Diagnostic Measurements for Power Transformers // IEEE Electrical Insulation Magazine, 2016. – 32(6). – С. 35–48.
4. Поляков, А. В., Новиков, С. В. Цифровые технологии мониторинга силовых трансформаторов на основе интеллектуальных систем // Электроэнергетика: технологии, экология, экономика, 2022. – № 4. – с. 21–29.
5. Мухамедов, Б. К., Норбоева, Ф. М. (2021). Повышение надежности распределительных сетей 35 кВ путем анализа технического состояния трансформаторов // Вестник энергетики и электротехники, 2021. – № 3. – с. 58–65.
6. IEC 60076-7:2018. Power Transformers – Part 7: Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers // International Electrotechnical Commission, Geneva, 2018.
7. Джураев, А.Р. Применение систем SCADA и IoT для контроля параметров силовых трансформаторов //Энергетические системы и автоматизация, 2020. – № 5. – с. 17–24.
8. Tenbohlen, S., Koch, M. Condition Assessment of Power Transformers Using Online Monitoring Systems // IEEE Transactions on Power Delivery, 2020. – 35(4), – Р. 1895–1904.
9. Пахомов, Е. В., Савельев, К. Н. Использование алгоритмов машинного обучения для прогнозирования технического состояния

**VIII Международная молодежная научно-практическая
конференция «ЭНЕРГОСТАРТ»**

201-5

21-22 ноября 2025 г.

трансформаторов // Современные технологии в энергетике, 2023. – № 1. – с. 33–40.

10. Ministry of Energy of the Republic of Uzbekistan. Project “Digital Energy” – Strategy for the Development of the Fuel and Energy Complex of Uzbekistan. Tashkent: MinEnergo.

11. Мирзаев, Д. Ш., Рахматов, О. К. (2022). Интеллектуальные системы оценки технического состояния силовых трансформаторов // Энергетика и промышленность Узбекистана, 2022. – № 6. – с. 40–46.

12. Cigre Working Group A2.49. Condition Assessment of Power Transformers // CIGRE Technical Brochure, 2019. – No. 761.

13. Мамедов, Р. Р., Абдуллаев, Ж. А. (2024). Прогнозирование остаточного ресурса трансформаторов на основе анализа данных и нечеткой логики // Энергосбережение и автоматизация, 2024. – № 2. – с. 64–71.

14. IEEE Std C57.152-2013. IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors // IEEE Standards Association, 2013.

15. Попов, Н. А. Современные подходы к цифровизации энергетических объектов и применению интеллектуальных сенсорных систем // Информационные технологии в энергетике, 2021. – № 3. – с. 22–29.

Информация об авторах:

Абдуллабекова Дтлафруз Рустамжон кизи, доцент PhD кафедры «СЭС», ТУИТ имени ал-Хорезми, 100084, Республика Узбекистан, г. Ташкент, пр. Амира Темура, д. 108, abdullabekova_94@mail.ru

Кутбидинов Одилjon Махаммадович, доцент PhD кафедры «ЭТТ», ТГТрУ, 100067, Республика Узбекистан, г. Ташкент, ул. Адылходжаева, д. 1, abdullabekova_94@mail.ru