

РАЗРАБОТКА ПРИНЦИПАЛЬНО НОВОГО ПОДХОДА К ТЕХНИЧЕСКОМУ ДИАГНОСТИРОВАНИЮ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Москалёв И.Л., Литвак В.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

В данной работе рассмотрены ключевые моменты разрабатываемой «Методики технического диагностирования элементов тепловых сетей» (далее Методика). Целью Методики является повышения промышленной безопасности и технической надежности элементов тепловых сетей (далее ЭТС) посредством определения остаточного ресурса ЭТС на основании дефектообразования.

В ходе разработки Методики учитывался передовой опыт отечественных и зарубежных специалистов в сфере диагностики и оценки рисков. [1-4] В статье изложен рекомендуемый порядок и правила определения технического состояния и срока надежной эксплуатации ЭТС.

Техническое диагностирование ЭТС производится с целью:

- оценки фактического состояния, эксплуатируемого ЭТС;
- оценки срока надежной эксплуатации;
- разработки рекомендаций по дальнейшей эксплуатации ЭТС.
- Задачами технического диагностирования ЭТС являются:
 - оценка базовых характеристик эксплуатируемого ЭТС;
 - диагностирование и контроль технического состояния;
 - ранжирование эксплуатируемых ЭТС по их надежности;
 - прогнозирование технического состояния.

Решение о проведении технического диагностирования принимает собственник ЭТС.

Работы по техническому диагностированию проводятся экспертной организацией на основании договора с собственником ЭТС.

Методика распространяется на все элементы, участвующие в транспортировке горячей воды и пара (в соответствии с классификацией [5] трубопроводы IV категории), входящие в состав тепловых сетей.

Периодичность проведения:

Срок службы ЭТС устанавливается проектной организацией и указывается в паспорте на ЭТС. При отсутствии данной информации срок службы для трубопроводов тепловых сетей устанавливается равным 25 лет в соответствии с [6].

Впервые диагностирование проводят после строительства нового участка тепловой сети или капитального ремонта. В дальнейшем техническое диагностирование проводится в соответствии со сроками безопасной эксплуатации, установленными по результатам предыдущего технического диагностирования.

Внеочередное техническое диагностирование элементов проводится в случае аварии на участке теплоснабжения, либо по решению собственника ЭТС.

Решение о продолжении эксплуатации ЭТС в пределах сроков надежной эксплуатации, его замене или ремонте принимается собственником ЭТС. Решение не должно противоречить выводам, полученным по результатам предыдущего технического диагностирования.

Алгоритм проведения технического диагностирования:

В общем случае техническое диагностирование ЭТС должно выполняться по представленному на рисунке 1 алгоритму.

Результатом первого этапа работ является оценка базовых характеристик ЭТС на основании собранной исходной информации. Далее проводится второй этап

технической диагностики - обследование ЭТС, результатом которого является перечень обнаруженных дефектов. На основании данного перечня проводится оценка технического состояния ЭТС. На основании результатов первого и второго этапов технического диагностирования проводится комплексная оценка, которая позволяет определить перечень необходимых корректирующих мероприятий, а также оценить срок надежной эксплуатации ЭТС. Четвертый этап включает в себя оформление отчетной документации в установленном порядке.



Рис. 1. Алгоритм проведения технического диагностирования ЭТС

Сбор информации о ЭТС:

На первом этапе проводится сбор информации об ЭТС. Информацию предоставляет собственник ЭТС. Достоверность предоставляемой информации обеспечивает руководитель данной организации. Собранная информация группируется отдельно для каждого ЭТС. Перечень документации, которую предоставляет собственник ЭТС:

- паспорт ЭТС;
- геосъемка трубопровода;
- акты гидравлических испытаний;
- журнал анализов сетевой воды;
- журнал дефектов;
- проект электрохимической защиты (при наличии);
- акты приборного электрометрического обследования (при наличии);
- журнал контрольных обходов ЭТС (не старше года);
- акт плановых шурфовок подземных прокладок (не старше года);

- схема с участком ЭТС (на ней изображаются: отдельные участки тепловой сети с указанием длин, диаметров и способов прокладки, тепловые пункты, тепловые камеры, компенсаторы, задвижки, неподвижные опоры).

Дополнительно предоставляются другая необходимая документация.

Приборное обеспечение диагностических работ.

Приборы и оборудование, применяемое при проведении обследования ЭТС должны соответствовать следующим условиям:

- наличие сертификата (паспорта) изготовителя, свидетельства об аттестации, описания технологии контроля и свидетельства о плановых периодических поверках (аттестация, калибровка и т.д.);
- использование неисправных приборов не допускается;
- все действия по настройке и контролю чувствительности измерительных приборов документируются (настройка производится на аттестованных рабочих образцах).

Перечень типовых средств контроля и измерений представлен ниже (таблица 1).

Таблица 1. Список типовых средств измерения и контроля

| № п/п | Тип прибора | Назначение | Технические характеристики |
|-------|--|--|---|
| 1 | Индикаторы зон концентраций напряжений по методу магнитной памяти металла | Определение магнитных аномалий | Диапазон измерения величины H_r , А/м - от - 2000 до + 2000 |
| 2 | Акустический томограф | Определение зон повышенных механических напряжений | Точность определения местоположения течи -1% от длины участка |
| 3 | Акустический течеискатель | Определение мест утечек | |
| 4 | Корреляционный течеискатель | Определение мест утечек на сложных участках | Разрешающая способность, 1 м |
| 5 | Трассопоисковые системы | Определение местоположения и глубины залегания подземных коммуникаций. Обнаружение дефектов наружного изоляционного покрытия ЭТС | Погрешность при измерении в зависимости от глубины залегания до 20м – 25см до 5м - 15см |
| 6 | Инструменты и приборы для визуального и измерительного контроля (линейка, лупа, штангенциркуль и т.д.) | Визуальное выявление и измерение поверхностных дефектов | |
| 7 | Регистратор потенциалов трубопровода | Измерение потенциалов трубопровода | Погрешность измерения - 0,01 В |
| 8 | Приборы для измерения удельных сопротивлений | Определение удельных сопротивлений грунтов | Погрешность измерения - 0,1 Ом |
| 9 | Ультразвуковой толщиномер | Определение степени эрозионного и коррозионного износа по остаточной толщине | Диапазон измеряемых толщин, от 0,5 до 50 мм, при температуре окружающей среды от -30 до +50°C |
| 10 | Ультразвуковой дефектоскоп, в том числе сканирующий | Выявление параметров внутренних дефектов в сварных соединениях и основном | Площадь минимально выявляемого дефекта, - от 0,8 до 1,0 мм ² . |

Для диагностики ЭТС рекомендуется использовать приборы, указанные в таблице 2.

Таблица 2. Дополнительные приборы и оборудование

| № п/п | Тип прибора | Назначение |
|-------|---|---|
| 1 | Магнитный дефектоскоп | Магнитная структурометрия (анализ структуры материалов) и толщинометрия (измерение толщины) |
| 2 | Магнитоанизотропный дефектоскоп | Обнаружение и построение карт напряженно-деформированных состояний |
| 3 | Переносной импульсный рентгеновский аппарат | Определение внутренних дефектов металла, сварных швов |
| 4 | Акустикоэмиссионные системы | Обнаружение дефектов в виде трещин, выявление их местоположения и характеристик |
| 5 | Волноводный сканер | Диагностика недоступных участков ЭТС |
| 6 | Тепловизор | Определение участков ЭТС с повышенными тепловыми потерями |

Проведение технического диагностирования:

Поверхности ЭТС, подлежащие контролю, должны быть очищены от загрязнений. Требования к подготовке поверхности определяется требованиями нормативных документов на применяемые методы контроля, а объем контроля - требованиями настоящей Методики.

В случае обнаружения утечек теплоносителя на любом этапе технического диагностирования, работы по диагностированию приостанавливаются до устранения утечек. Выполнение мероприятий по устранению утечек обеспечивает собственник ЭТС.

Непосредственно работы по обследованию ЭТС выполняются в соответствии с требованиями нормативной документации на соответствующие методы контроля. Все проводимые работы протоколируются. При обнаружении дефектов производится их обязательная фотофиксация с отметкой в протоколе.

В случае обнаружения дефектов, которые оказывают влияние на целостность ЭТС и существенно снижают его надежность, проводящие контроль лица должны уведомить ответственного представителя собственника ЭТС о найденных неисправностях.

В следующих работах будут рассмотрены принципы и основные положения анализа и обработки результатов диагностики, перечень критериев отбраковки, основные положения и подходы к оценке остаточного ресурса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Горских, А.А. Мониторинг надежности тепловых сетей/ В.Н. Мелькумов, С.Н. Кузнецов, К.А. Складов, А.А. Горских//Научный вестник ВГАСУ. Строительство и архитектура. -2010.-№1(17). -С.52-58.
2. Дильман, М. Д. Методы и модели обоснования надежности систем теплоснабжения и источников теплоты: Дис.канд. техн. наук. М., 2000. 188 с.
3. V. Venkatasubramanian, R. Rengaswamy, S. Kavuri and K. Yin, 2003, A Review of Process Fault Detection and Diagnosis Part I Quantitative Model-Based Methods, Computers and Chemical Eng., 27, pp. 293–311.
4. K. Detroja, R. Gudi and S. Patwardhan, 2005, Plantwide Detection and Diagnosis using Correspondence Analysis, Control Engineering Practice.

5. «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» - ПБ 10573-03.
6. Типовой инструкцией по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации (РД 153-34.0-20.522-99).

АЭРОДИАГНОСТИКА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ВЫСОКОГО И СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ ПОМОЩИ БЕСПИЛОТНЫХ ЛЕТАТЕЛЬНЫХ АППАРАТОВ

Лебедев Д.Е.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

Проблема своевременного обнаружения дефектов ВЛЭП с последующим устранением для того, чтобы предотвратить незапланированное отключение линии, всегда была актуальной. А по причине большого износа электротехнического фонда такая работа «на предупреждение» имеет как прикладной интерес с точки зрения упрощения эксплуатации ВЛЭП, так и большой экономический эффект, обусловленный уменьшением расходов на замену оборудования, расходов на компенсацию потерь электроэнергии, а также уменьшением затрат на заработную плату обслуживающему и ремонтному персоналу.

Опыт эксплуатации показывает, что основными причинами отказа основных элементов ВЛ 35–500 кВ являются атмосферные, климатические и сторонние воздействия. Основными факторами, приводящими к нарушению работоспособного состояния воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) и их повреждению, являются: несоответствие проектных решений фактическим климатическим условиям, неудовлетворительное техническое состояние элементов ВЛЭП, неудовлетворительное состояние трасс ВЛЭП и прилегающих к ним лесных массивов [1].

В настоящее время существует несколько методов контроля ВЛЭП, призванных поддерживать работоспособное состояние линии, например:

1. тепловизионный контроль,
2. ультрафиолетовая дефектоскопия,
3. визуальный контроль,
4. регистрация электромагнитных разрядных процессов и пр.

Перечисленные методы применяются в ходе организации процесса диагностики линии, который может принимать следующие формы:

1. пешие обходы линий,
2. объезды линий на авто- и мототранспорте,
3. облеты линий на вертолете,
4. диагностика линий с помощью беспилотных летательных аппаратов (БПЛА).

Целью данной работы является разработка нового способа, особенность которого состоит в том, что управление БПЛА происходит при помощи самой линии.

В случае управления БПЛА по электрическому полю в ручном режиме располагают БПЛА под или над проводами ВЛ, выполненной на опорах порталного типа, и по радиоканалу включают устройство автоматического пилотирования, задавая расстояние до провода (высоту полета) величиной E_0 . На концах крыльев устанавливают датчики измерения электрического поля. Измеренное на концах крыльев и усредненное по двум датчикам значение напряженности электрического поля $E_{ср}$, вводят в систему автоматического пилотирования летательным аппаратом,