



АНАЛИЗ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ

Рассматриваются критерии работоспособности электрооборудования существующих подстанций. Рекомендуется при анализе целесообразности реконструкции существующей подстанции производить комплексную оценку технического состояния оборудования на основе технического риска отказов электрооборудования.

Цифровая подстанция, электрооборудование, техническое состояние, риск отказов электрооборудования, автоматизированная система управления, эксплуатация, внедрение, повышение эффективности.

Эксплуатируемые в настоящее время в России подстанции (ПС) в большинстве случаев исчерпали свой ресурс и устарели физически и морально, т.к. находятся в эксплуатации более 30 лет.

Сегодня много говорят про технологию «Цифровая подстанция». Цифровая подстанция (ЦПС) – это подстанция с высоким уровнем автоматизации, в которой практически все процессы информационного обмена между элементами ПС, а также управление работой ПС осуществляется в цифровом виде на основе стандарта МЭК 61850.

На сегодняшний день в России запущены несколько пилотных цифровых подстанций. 16 апреля 2018 г. прошло открытие подстанции «Тобол» напряжением 500 кВ в Тюменской области. Уникальность подстанции заключается в том, что это первый энергообъект сверхвысокого напряжения не только в регионе, но и во всей России, на котором комплексно используются цифровые технологии. В частности, на подстанции установлены цифровые оптические трансформаторы тока и напряжения. Восемьдесят процентов оборудования на этом энергообъекте – отечественного производства. Общий объем инвестиций в проект составил 5,3 млрд рублей.

4 июня 2018 г. в Москве открыли первую в регионе цифровую подстанцию (ПС) 110 кВ «Медведевская» ПАО «Московская объединенная электросетевая компания» мощностью 160 МВА, которая предназначена для электроснабжения объектов, расположенных на территории инновационного центра «Сколково». Общий объем инвестиций в проект составил 1,527 млрд рублей.

Замена работающих подстанций на цифровые требует большого объема инвестиций и равноценна строительству новой дорогой подстанции, так как к электротехническому оборудованию дополнительно предъявляются следующие требования:

– использование цифровых трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН) с поддержкой протокола МЭК 61850-9-2;

– использование систем диагностики и мониторинга состояния силовых трансформаторов (Т), автотрансформаторов (АТ), распределительных устройств (РУ) и др. с поддержкой протокола МЭК 61850-8-1;

– использование управляемых статических компенсаторов реактивной мощности (СКРМ), оснащенных контроллерами с поддержкой протокола МЭК 61850-8-1;

– использование коммутационных аппаратов (КА) напряжением 6–750 кВ, привод которых оснащен встроенными полевыми преобразователями с поддержкой протокола МЭК 61850-8-1 или обеспечивает возможность преобразователей стороннего производителя.

– щиты постоянного тока (ЩПТ) должны быть оборудованы устройствами сигнализации и контроля, которые поддерживают протокол МЭК 61850-8-1.

– особые требования предъявляются к средствам релейной защиты и автоматики (РЗА) – все функции РЗА и АСУ подстанции должны быть стандартизированы и соответствовать протоколу МЭК 61850-8-1.

С учетом приведенных основных требований к ЦПТ и объема инвестиций становится ясно, что переход от традиционных подстанций к ЦПТ будет происходить поэтапно. В первую очередь преобразования должны быть подвергнуты подстанции, исчерпавшие свой ресурс. Для оценки технического состояния оборудования подстанции необходим непрерывный мониторинг, что позволит выявить зарождающиеся дефекты и принять меры по их дальнейшему развитию. Получаемая об электрооборудовании информация должна накапливаться в базе данных и использоваться для оценки технико-экономических показателей подстанции и для риск-ориентированного управления подстанцией.

Проведенный анализ работы оборудования одной из ПС напряжением 220/110/35 кВ и расчетная степень использования оборудования приведены в таблице.

Степень использования основного оборудования ПС 220/110/35

Оборудование	Паспортный срок эксплуатации, лет	Реальный срок эксплуатации, лет	Степень использования, %
силовой автотрансформатор 220/110/35	25	32	128
силовой трансформатор 110/35/10	25	34	136
Оборудование на напряжение 110 кВ			
выключатели баковые: ВЭБ-110, ЗАР1DT-145, 145PM	25	33	132
выключатели колонковые: ВГП-110, WCB LTB 170, ЗАР1FG-145, ВГТ-110;	40	33	82,5
разъединители: РГ(П)-110, РГД-110, РГП-110	30	33	110
трансформаторы напряжения: НАМИ-110, НДКМ-110, SPB	30	33	110
трансформаторы тока: ТБМО-110, ТГМ-110	30	33	110
ячейки: PASS M0	30	33	110
Оборудование на напряжение 35 кВ			
выключатели баковые: ВГБ-35, 48PM, VOX	30	33	110
выключатели колонковые: ВГТ-35, ОНВ 40, HPL 72, ВВСТ 35, ВВН-СЭЩ-Э-35	40	33	82,5
разъединители: РГ-35, РГП-35, РГП-СЭЩ-35	30	33	110
трансформаторы напряжения: НАМИ-35, SPB	30	33	110
трансформаторы тока: ТГМ-35	30	33	110
Оборудование на напряжение 10 кВ			
Комплектное распределительное устройство КРУ-6 (10) кВ на базе ячеек К-207	10	33	330

Как следует из приведенной таблицы, срок эксплуатации части оборудования может быть продлен путем проведения планово-предупредительных и капитальных ремонтов на основании оценки состояния оборудования в режиме непрерывного мониторинга.

ПС 220/110/35 кВ – проходная, которая является транзитной подстанцией. Питание подстанции осуществляется по двум ВЛ – 220 кВ. Половина электроэнергии передается как транзит, по двум другим ВЛ – 220 кВ. Другие 50 % электроэнергии поступает на два автотрансформатора марки АДЦТН – 63000 220/110/35 кВ из которых 40 % электроэнергии с шин подстанции напряжением 110 кВ по двум ВЛ – 110 кВ исполняет питание РЖД, а по оставшейся ВЛ – 110 кВ, которая является транзитной, исполняется питание другой ПС. Остальные 10% электроэнергии поступает на два трансформатора марки ТДТН-25000 110/35/10 кВ. Электроэнергия напряжением 35 кВ передается для питания потребителей МРСК по двум ВЛ – 35 кВ.

Для регулирования напряжения в сетях 220 и 110 кВ и для ограничения ударного тока короткого замыкания на ПС 220/110/35 кВ к низшему напряжению автотрансформаторов к стороне 35 кВ подключен реактор марки РТД-20000/38,5. К шинам на напряжение 110 кВ подключена конденсаторная батарея марки БСК-110кВ, установленной мощностью 52 МВ·А,

для регулирования напряжения в сети и уменьшения реактивной мощности.

На ПС имеется ОРУ-220 кВ, ОРУ-110 кВ, которые имеют следующее конструктивное исполнение – две системы шин (СШ) с обходной системой шин (ОСШ).

ОРУ-35 кВ имеет конструктивное исполнение – одиночная секционированная масляным выключателем система шин, состоящая из 2-х секций.

Распределительное устройство типа КРУН-10 кВ состоит из двух секций и укомплектовано ячейками типа К-47, К-37, К-13.

ПС имеет три трансформатора для собственных нужд, ТМГ-630 10/0,4, ТМГ-250 10/0,4 и ТМ-250 10/0,4. Суммарная установленная мощность Т и АТ составляет 176 МВ·А.

На случай отказа ТСН ПС снабжена аккумуляторными батареями VARTA 6 OPzS 420 в двойном исполнении 840 А/ч. Резервным источником электроэнергии служит дизель-генератор ASKA (Турция) 410/328 кВ·А/к.

В настоящее время на подстанциях, как правило, обследования оборудования проводятся каждые три года, но информация о проведенных обследованиях хранится только за последние годы.

Одним из широко используемых методов является тепловизионное обследование оборудования – ис-

следуется поверхность или объект путем измерения его теплового излучения. Тепловизор преобразует инфракрасные излучения, поступающие от объекта наблюдения в электронную термограмму, которая отображается на дисплее. Цифровые электронные данные о температурном состоянии исследуемого объекта могут сохраняться на электронных картах памяти или на устройствах передачи и хранения информации. Для полной оценки технического состояния оборудования одного тепловизионного обследования недостаточно. В частности, для оценки работоспособности трансформатора необходимо учитывать техническое состояние отдельных его элементов: вводов, устройств РПН, охлаждающих насосов и др. На работоспособность трансформатора значительное влияние оказывает его загрузка, повышение напряжения сверх номинала [1], старение масляной изоляции и другие факторы. Аналогичным образом должны учитываться множественные факторы для другого оборудования подстанции.

Правильная оценка состояния электрооборудования позволяет принять решение о целесообразности его дальнейшей эксплуатации или замене.

Для оценки надежности электрооборудования наибольшее распространение получили следующие методы:

- аналитический;
- логико-вероятностный;
- таблично-логический;
- метод определения величины технического риска, соответствующего уровню технического состояния электрооборудования.

Аналитический метод используется для оценки надежности схемы любой сложности. Он позволяет определить количественные вероятностные значения показателей надежности в следующих случаях: полное нарушение схемы, разрыв транзита, оценка недоотпуска электроэнергии при частых авариях. Недоотпуск электроэнергии в этом методе определяется по формуле:

$$W_{нд\Sigma} = \sum P_{нд} \cdot t_{пр} = \sum P_{нд} \cdot K_{ПС} \cdot T, \quad (1)$$

где $\sum P_{нд}$ – суммарный недоотпуск мощности в рассматриваемом случае;

$t_{пр}$ – время вынужденного простоя;

$K_{ПС}$ – коэффициент вынужденного простоя;

T – период времени, за который рассчитывается надежность.

В *логико-вероятностном методе* оценка надежности системы осуществляется с помощью деревьев событий, т.е. описывается средствами математической логики, а оценка надежности осуществляется с помощью теории вероятностей, этот метод довольно сложный.

Таблично-логический метод применяется в тех случаях, когда разнообразие отказов системы велико и нет объективных данных о том, какие виды аварий могут возникнуть при различных воздействиях.

Метод определения величины технического риска, соответствующего уровню технического состояния электрооборудования, представляет собой совокупность таблично-логического и аналитического методов. Он основан на определении значения ИТСУ

– индекса технического состояния функционального узла единицы основного технологического оборудования, рассчитанного на момент проведения расчета вероятности отказа. Прогноз изменения индекса технического состояния функционального узла единицы основного технологического оборудования (за исключением линий электропередачи (ЛЭП)) описывается функцией $y(t)$ по формуле:

$$y(t) = (1 - |\tan \alpha_{\phi yi}| \cdot t) \cdot \text{ИТСУ}/100, \quad (2)$$

где ИТСУ – значение индекса технического состояния функционального узла единицы основного технологического оборудования, рассчитанное на момент проведения расчета вероятности отказа в соответствии с методикой оценки технического состояния;

t – время прогнозирования (с момента расчета и на прогнозный период 5 лет), лет;

$|\tan \alpha_{\phi yi}|$ – тангенс наклона функции прогноза изменения индекса технического состояния функционального узла единицы основного технологического оборудования, величина которого составляет 0,03 для ресурсопределяющих функциональных узлов единиц основного технологического оборудования (в нашем случае – для трансформаторов и автотрансформаторов).

Для оценки технического состояния оборудования принята бальная шкала параметров технического состояния функциональных узлов в пределах от 0 до 4. «0» означает, что измеренные параметры находятся за пределами допустимых значений, определяемых нормативной и технической документацией и (или) конструкторской (проектной) документацией, «4» – отсутствуют отклонения измеренных параметров от требований нормативной и технической и (или) конструкторской (проектной) документации, оборудование выполняет требуемые функции в полном объеме. Значения от 1 до 3-х соответствуют промежуточным состояниям электрооборудования.

Система АСУ строится на принципе получения информации. Есть два способа:

Первый – информацию получают с помощью датчиков. Такой способ носит название «АСУ технологическими процессами» (АСУТП).

В нем объектом управления является оборудование, а информация передается в виде сигналов (оптического, механического, электрического).

Второй способ носит название «Автоматизированные системы организационно-экономического управления».

В этом способе объектом управления являются люди, которые взаимодействуют с оборудованием. Информация же передается в виде отчетов. То есть персонал осуществляет проверку и делает отчеты о состоянии оборудования и загружает их в базу, а АСУ в свою очередь анализирует все отчеты и предоставляет конечный результат о работоспособности оборудования.

Из вышесказанного ясно, что лучшим решением является использование первого способа, так как:

- сокращается время на получение информации;
- уменьшаются расходы на персонал;
- удаляется человеческий фактор.

Этот метод, наряду с преимуществами, имеет недостатки:

- использование одной общей информационной шины;
- информационная уязвимость;
- возможность возникновения сбоя, что может привести к остановке процесса или выходу оборудования из строя. Поэтому полностью отказаться от персонала не представляется возможным.

Расчет индекса технического состояния функциональных узлов и обобщенного узла (ИТСУ) осуществляется по формуле:

$$ITSU = \sum_i \frac{(KB_i \cdot ОГП_i)}{4}, \quad (3)$$

где KB_i – значение весового коэффициента для i -ой группы параметров технического состояния;

$ОГП_i$ – балльная оценка i -ой группы параметров технического состояния, определенная.

Прогноз вероятности отказа функционального узла единицы основного технологического оборудования на 5 лет описывается функцией $\Phi_{\phi i}(t)$ по формуле:

$$\Phi_{\phi i}(t) = (1 - y(t)) \cdot k_n, \quad (4)$$

где $y(t)$ – функция изменения технического состояния функционального узла единицы основного технологического оборудования;

k_n – коэффициент отношения величины индекса технического состояния функционального узла единицы основного технологического оборудования до и после последнего технического воздействия или в предыдущем и текущем календарном году.

Критерием целесообразности дальнейшей эксплуатации оборудования принят технический риск отказа R_{EO} , рассчитываемый по формуле [2]:

$$R_{EO} = P_{EO} \cdot Y_{EO}, \quad (5)$$

где P_{EO} – вероятность отказа единицы оборудования;

Y_{EO} – последствия отказа единицы технологического оборудования, руб.

Вероятность аварии или степень риска позволяет определить допустимое значение риска не только с учетом затрат на конкретную дату, но и выполнить прогноз изменения затрат во времени.

Для рассматриваемой подстанции с напряжениями разработаны таблицы технического состояния наиболее важных элементов подстанции: трансформаторов и автотрансформаторов, в которых отражены следующие данные:

- измерения контрольных параметров в сравнении с нормами;
- анализ результатов комплекса измерений;
- оценка возможных опасных внешних воздействий;
- оценка состояния электрооборудования.

Произведен расчет индекса технического состояния электрооборудования и оценен срок окупаемости затрат в случаях: строительства новой цифровой подстанции, замене ранее установленных трансформаторов на новые трансформаторы и эксплуатации ранее установленных трансформаторов с проведением капитальных ремонтов.

Расчеты показали, что, учитывая техническое состояние трансформаторов и автотрансформаторов на сегодняшний день, затраты окупятся: при капитальном ремонте за 0,4 года, при установке новых трансформаторов – за 0,6 года. Строительство новой цифровой подстанции окупится за 6,3 года.

На рисунках 1 и 2 показано изменение доходов ПС 220/110/35 кВ при установке новых трансформаторов и ремонте старых.

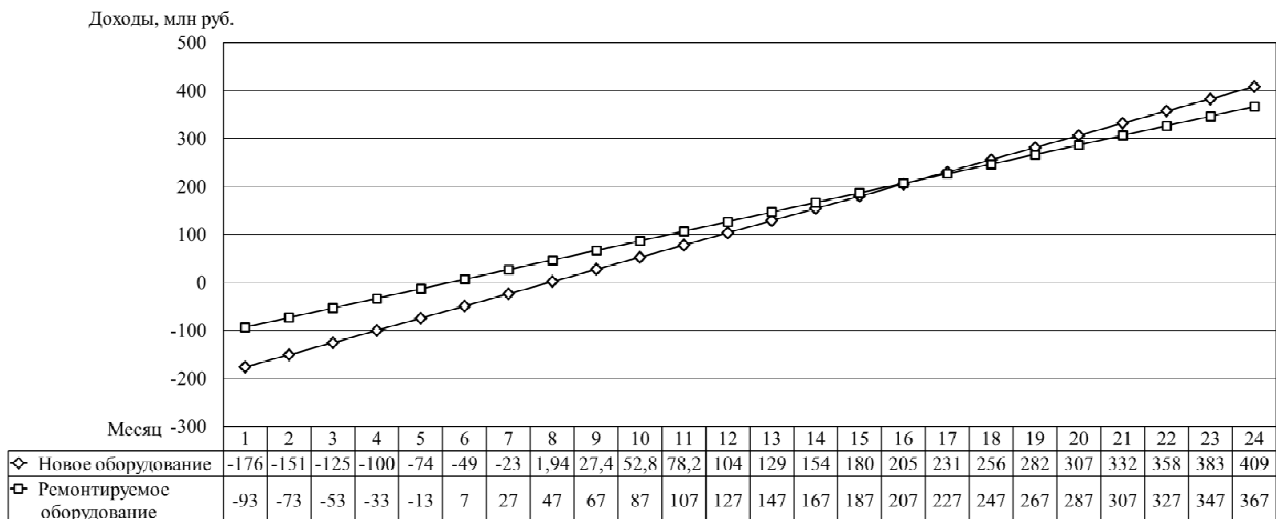


Рис. 1. Зависимость доходов от времени по месяцам

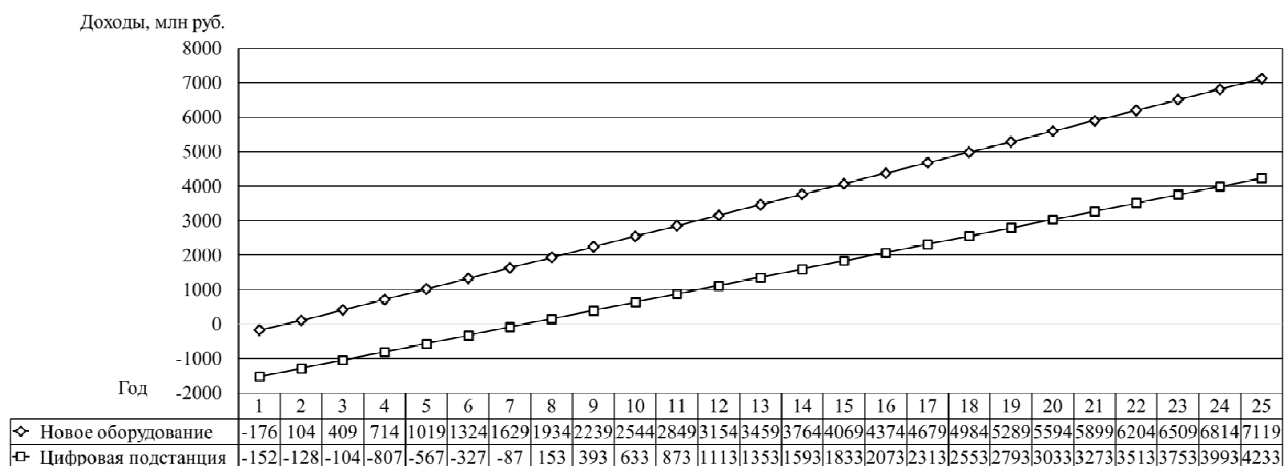


Рис. 2. Зависимость доходов от времени по годам

Расчеты показали, что на ПС, которые ожидают перехода на цифровой уровень, экономически выгодно продолжать обслуживать старое оборудование, уже отработавшее свой срок эксплуатации, производя частые ремонты.

Безопаснее и в дальнейшем экономически выгоднее производить своевременные замены старого оборудования на новое. Несмотря на то, что срок окупаемости нового оборудования выше, чем окупаемость затрат при ремонтах ранее установленного оборудования, в первом случае мы получаем:

- уменьшение потерь электроэнергии;
- существенное уменьшение риска выхода оборудования из строя;
- уменьшение затрат на ежегодное обслуживание, что приводит к росту дохода.

Выводы:

1. Строительство цифровых подстанций на сегодняшний день является весьма актуальной задачей, требующей больших вложений.

2. Замена существующих подстанций на цифровые подстанции целесообразна, когда оборудование исчерпало резерв.

3. Все методы оценки технического состояния оборудования применимы при определенных условиях, кроме метода определения величины технического риска. Он является совокупностью этих методов и применим при любых обстоятельствах.

4. При анализе целесообразности реконструкции существующей подстанции необходимо произвести

комплексную оценку технического состояния оборудования, рассчитав технический риск отказа R_{EO} электрооборудования.

5. Необходимо оценивать срок окупаемости затрат на цифровую подстанцию и мероприятий по продлению срока эксплуатации установленного ранее электрооборудования.

6. Для экономически эффективной эксплуатации подстанции необходимо применять АСУ технологическими процессами (АСУТП). Это позволяет сократить время на получение информации, уменьшить расходы на оплату работы персонала; исключает ошибки в принятии решений вследствие человеческого фактора.

Литература

1. Старкова, Л. Е. Качество электрической энергии : учебное пособие / Л. Е. Старкова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Вологодский государственный университет. – Вологда : ВоГУ, 2015. – 87 с.

2. Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей : Приказ Министерства энергетики РФ от 26.07.2017 N 676. – Текст электронный // ГАРАНТ.РУ: информационно-правовой портал: сайт – URL: <https://base.garant.ru/71779722/> (дата обращения: 15.06.2020).

L.E. Starkova, E.P. Balashov

ANALYSIS OF DIGITAL ELECTRIC POWER STATIONS IMPLEMENTATION EXPEDIENCY

The criteria of the performance of existing substations electrical equipment are considered. It is recommended to fully assess the technical condition of the equipment basing on the technical risks of electrical failure when analysing the expediency of the existing substation refurbishment.

Digital substation, electrical equipment, technical condition, risk of electrical failure, automated control system, operation, implementation, efficiency improvement.