

Индекс технического состояния: улучшение методики расчета на основе опыта работы ЭДИС «Альбатрос»

Давиденко И.В. профессор, д.т.н., Уральский федеральный университет
E-mail: edis@edis.guru

Несколько последних лет за рубежом и в России ищут подходы к менеджменту парка трансформаторов на основе их индекса технического состояния. Почти четверть докладов секции А2 СИГРЭ 2014 были посвящены этой теме. В течение четырех последних лет мы внедряем свою методику ранжирования парка трансформаторов, которая реализована в одной из подсистем экспертно-диагностической и информационной системой управления техническим обслуживанием электрооборудования ЭДИС «Альбатрос». В данном докладе изложены изменения, которые мы внесли в методику, в результате полученного опыта ее использования в энергокомпаниях. Доклад будет интересен, как менеджерам по управлению активами, так и разработчикам аналогичных методик, а также специалистам ИТ, их реализующим.

Проблемы расчета индекса технического состояния

В 2006-2007 гг в документе [1] была предложена методика, в которой индекс технического состояния силовых трансформаторов (СТ) рассчитывался, как ранжированная сумма значений критериев данной единицы оборудования, умноженных на их весовые коэффициенты:

$$i = \frac{\sum_j K_j * V_j}{\sum_j V_j * M_j} * 100, \quad (1)$$

где K_j - значение j-го критерия;

V_j - его весовой коэффициент;

M_j - максимальное значение критерия.

Методика охватывала основные параметры оценки состояния СТ. Критерий, значение которого не определено, не учитывался ни в числителе, ни в знаменателе формулы 1. При оценке данных экспертами использовалось 5 ступеней значений критерия: очень хороший; хороший; удовлетворительный; ниже удовлетворительного; плохой. Определяющим в индекс технического состояния были результаты испытаний, которые оценивались программным обеспечением по 3-х ступенчатой шкале. Между тем часть критериев должен был оценить специалист предприятия. Внедрение этой методики на предприятиях ОАО «ФСК ЕЭС» нельзя назвать успешным, хотя бы потому, что сейчас о ее внедрении забыли. Тем не менее, в 2012г в документе [2] подход методики [1] получил продолжение. Было предложено рассчитывать индекс технического состояния многокомпонентного объекта, как средневзвешенное число из индексов состояния компонентов оборудования.

Весовые коэффициенты, с которыми компоненты участвуют в расчете индекса состояния многокомпонентного объекта, определяются экспертным путем, исходя из

значимости компонента для функционирования многокомпонентного объекта. Таким образом, для расчета индекса состояния многокомпонентных объектов используется следующая формула:

$$I_{\text{МКО}} = \frac{\sum_i W_i \cdot I_i}{\sum_i W_i}, \quad (2)$$

где $I_{\text{МКО}}$ - индекс состояния многокомпонентного объекта;

W_i - вес i -того компонента;

I_i - индекс состояния i -того компонента.

Таким образом, каждому крупному узлу присвоен свой весовой коэффициент, и для каждого из этих узлов рассчитывается свой индекс состояния. В настоящее время методику удалось реализовать не в полном объеме. Индекс технического состояния СТ рассчитывается на основании результатов измерений самого СТ, без учета индексов состояния его высоковольтных вводов и РПН и других узлов. Сначала рассчитываются индексы технического состояния по каждому виду измерения, а потом по формуле (2) рассчитывается результирующий индекс. В расчете участвуют все виды измерений, регламентированные РД [3,4] для СТ, но не в полном объеме. Например, при оценке физико-химического анализа масла отсутствуют общее газоисодержание, содержание растворимого шлама и водорастворимых кислот.

В 2009 автором статьи была разработана своя методика ранжирования электрооборудования по техническому состоянию, которая позднее была реализована коллективом ООО «Энерго-Диагностика и Аналитика» в отдельной подсистеме экспертно-диагностической и информационной системы (ЭДИС) управления техническим обслуживанием электрооборудования «Альбатрос». В 2012 года подсистема проходила тестирование в инженерном центре Дальневосточной распределительной компании, во время которого результаты ранжирования парка трансформаторов ЭДИС сравнивались с результатами ранжирования экспертом инженерного центра Кутниковым А.В. Выявленные расхождения послужили основой изменений авторской методики[5]. Например, в методику были внесены результаты виброобследования и тепловизионного контроля СТ. Далее при внедрении подсистемы ЭДИС, реализующей данную методику, на других предприятиях распределительных сетей всегда проводилось сопоставление результатов ранжирования, выдаваемых системой и сделанных экспертами предприятий. С ростом опыта внедрения методики ранжирования СТ, росло понимание проблем использования данного подхода для менеджмента парка СТ. Например, по некоторым видам измерений 20-30% данных измерений в силу разных причин были недостоверны, поэтому усиливалась детальность алгоритмов подсистемы верификации и подготовки данных к анализу ЭДИС. Наибольшее число расхождений оценки с экспертами был при оценке результатов опыта холостого хода. Для устранения этого расхождения коллективом разработчиков ЭДИС была проведена НИР (часть результатов НИР изложена в [6] и изменены алгоритмы расчета диагностической модели и оценки технического состояния СТ по данным опыта ХХ).

Благодаря опыту внедрения и усовершенствования собственной методики ранжирования парка СТ по техническому состоянию мы лучше осознаем проблемы использования подобных методик. Ниже приведен перечень недостатков отечественных [1,2] и зарубежных методик [7,8,9]:

- в оценке части параметров должен участвовать специалист энергопредприятия, что снижает оперативность и объективность проведения процедуры ранжирования СТ в силу ошибки или недостаточного опыта специалиста;
- формальный подход к оценке контролируемых параметров по превышению их предельно-допустимых значений (ПДЗ) в рамках РД [3,4], приводит к ошибкам 1-го и 2-

го рода, так как ПДЗ [3,4] большей частью не дифференцированы по конструктивным особенностям и срокам эксплуатации СТ);

- не учитывается и не анализируется достоверность данных измерений;
- не учитывается, что результаты измерений проведенные несколько лет назад, могут не отражать текущее техническое состояние СТ;
- не учитывается отсутствие информации (чем меньше параметров участвует в оценке, тем лучше индекс технического состояния);
- ограничен набор контролируемых параметров, участвующих в оценке индекса. Например, в методиках [1,2] игнорируются результаты специальных методов диагностирования (вибрационное обследование, измерение частичных разрядов, оптические характеристики масла и пр.);
- не учитывается величина трендов изменений большинства контролируемых параметров;
- не учитывается история развития повреждения;
- не учитывается влияние проведенных эксплуатационных мероприятий на значения контролируемых параметров;
- не учитывается специфика режимов эксплуатации и конструктивные особенности СТ.

Учитывая перечисленные недостатки, можно сказать, что простота методик [1,2,7,8], неадекватна такому сложному объекту, как СТ.

В предлагаемой нами методике индекс технического состояния, основанный на результатах измерений, должен определяется видом предполагаемого дефекта, а не суммой контролируемых параметров, превышающих регламентируемые ПДЗ, как в методиках [1,2]. Представим, что для двух СТ имеется превышение регламентированных значений по следующим концентрациям газов: C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 . Но в одном трансформаторе по соотношению пар газов C_2H_6/C_2H_4 и C_2H_2/C_2H_4 диагностируется “слабый нагрев”, а в другом - “дуга”. Очевидно, что СТ находятся в разных технических состояниях, но с точки зрения методик [1,2] индекс технического состояния этих трансформаторов по результатам АРГ будет одинаковым. Как показывают доклады секции А2 СИГРЭ 2014 от подхода, описанного формулой 1, в международной практике начинают уходить, по крайней мере, при оценке результатов анализа растворенных в масле газов (АРГ) [9]. Мы уверены, что подход, представленный формулой 1, не годится для определения индекса технического состояния и по другим видам измерения. Например, в оценке качества масла в эксплуатации согласно [3] участвует до 11 параметров. Предположим, что все параметры кроме, напряжения пробоя и влагосодержания масла в норме. В этом случае, индекс состояния СТ по результатам физико-химического анализа масла будет, в среднем, не критический, хотя необходимо принимать меры для восстановления масла.

Усовершенствованная методика расчета индекса технического состояния СТ

В методике, реализованной в ЭДИС «Альбатрос», индекс технического состояния каждого вида контроля, рассчитывается по формуле:

$$I_i = \sqrt{x_i^2 + y_i^2 + z_i^2} \quad (3)$$

где I_i - индекс технического состояния СТ по данным i -ого измерения;

x_i – оценка тяжести и опасности вида дефекта i -ого измерения. Значение координаты зависит от вида дефекта, идентифицируемого ЭДИС;

y_i – оценка скорости развития дефекта i -ого измерения. Значение коэффициента зависит от оценки трендов контролируемых параметров, проведенных ЭДИС;

z_i – оценка истории эксплуатации и длительности наблюдения развития дефекта i -ого измерения. Значение координаты зависит от рекомендаций ЭДИС.

Оценка состояния СТ системой производится на основании следующих видов измерений:

- анализ растворенных газов (АРГ);
- расширенного физико-химического анализа (ФХА) масла (25 параметров);
- влагосодержания и степени полимеризации твердой изоляции;
- измерения изоляционных характеристик;
- омического сопротивления обмоток;
- сопротивления короткого замыкания;
- результатов опыта холостого хода;

Первый шаг в оценке данных измерений – проверка их результатов на достоверность.

Для каждого вида измерений разработан свой алгоритм, позволяющий выявить ошибки измерения и занесения информации персоналом. Измерение, помеченное системой, как недостоверное, в расчете индекса технического состояния не участвует.

Второй шаг - идентификация вида дефекта и оценка скорости его развития, состоит из двух этапов:

1. сравнения контролируемых параметров и трендов их изменения с соответствующими регламентированными значениями;
2. идентификации вида дефекта D_i .

Преимуществом ЭДИС перед другими системами диагностирования является библиотека допустимых и предельно допустимых значений контролируемых параметров и их трендов, дифференцированная по конструктивным особенностям СТ. Значения библиотеки получены авторами ЭДИС в результате ряда НИР путем обработки методами математической статистики эксплуатационных данных, накопленных в течение 20 лет базой данных системы. Массив данных весьма представительен, так как ЭДИС «Альбатрос» внедрена на более, чем 400 рабочих местах.

Третий шаг – выработка системой рекомендаций R_i по необходимым операциям технического обслуживания и ремонта (ТОиР), в том числе повторного проведения недостоверных измерений. Рекомендация выбирается системой на основании вида дефекта, скорости его развития, а также учета истории развития дефекта и проведенных ранее операций ТОиР. Эксплуатационные воздействия учитываются и при оценке динамики изменения контролируемых параметров. Например, в алгоритмах анализа системы учитывается, что замена масла влияет на результаты АРГ, ФХА масла, а также измерения характеристик твердой изоляции СТ.

Как следует из вышесказанного, ЭДИС самостоятельно определяет вид дефекта D_i трансформатора и рекомендацию по его дальнейшей эксплуатации R_i . По перечисленным видам измерений система идентифицирует более 70 различных технических состояний (дефектов) D_i и выдает более 40 различных рекомендаций R_i . Далее система определяет значения координат x_i , z_i , соответствующие этим лингвистическим переменным D_i , R_i по таблице соответствия, находящейся в базе знаний системы. Таблица соответствия была заполнена экспертами по десятибалльной шкале, отражающей тяжесть и опасность технического состояния СТ. Критерии для оценки лингвистических переменных D_i , R_i приведены в таблице 1.

Для объективной оценки технического состояния СТ необходимо учитывать и результаты специальных видов контроля: тепловизионного и вибрационного, измерения частичных разрядов и т.д.. При этом оценка технического состояния по специальным видам контроля может быть выполнена другим программным обеспечением или экспертами, а ее результат введен в ЭДИС. Индекс технического состояния специальных видов контроля определяется в ЭДИС таблицей, задающей соответствие набора результатов оценки технического состояния D_i и значений индекса состояния x_i согласно таблицы 1.

Таблица 1 – Шкала тяжести и опасности технического состояния СТ.

Значение шкалы, баллы	Описание технического состояния силового трансформатора
0	Исправное состояние
1	Ложное срабатывание сигнализации, недостоверное измерение.
2	Один или незначительное число контролируемых параметров эпизодически превышают ДЗ, но ниже ПДЗ, или результаты измерений под сомнением.
3	Устойчивое превышение параметрами ДЗ с низкими значениями их трендов, начальная стадия развития дефектов. Требуется учащенный контроль.
4	Устойчивое превышение параметрами и их трендами ДЗ и ПДЗ, начальная стадия развития дефектов, не связанных со старением материалов. Требуется учащенный контроль
5	Превышение контролируемыми параметрами и трендами ПДЗ, идентификация опасных дефектов и фиксация их развития в сторону утяжеления. Требуется учащенный контроль с расширенным набором видов измерений, требующих отключения СТ
6	Диагностируется развитие опасного дефекта. Необходимо отключение СТ для обследования дополнительными и специальными видами измерений.
7	Неисправное состояние, опасное состояние СТ. По виду диагностируемого дефекта планируются отключение СТ для ремонта без поднятия колокола или специальные виды измерений.
8	Неисправное состояние, наличие развитого дефекта. По виду дефекта планируется ремонт с поднятием колокола и полным сливом масла без замены обмоток и мангнитопровода.
9	Неисправное состояние, наличие развитого дефекта. По виду дефекта планируется замена обмоток или мангнитопровода.
10	Ремонт СТ экономически не целесообразен или невозможен.

ЭДИС рассчитывает интегральный индекс технического состояния СТ, как взвешенное среднее число индексов состояния, определенных по результатам традиционных и специальных методов контроля, по формуле:

$$I_m = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n K_i * I_i^2}}{\sqrt{\sum_{i=1}^n K_i * M_{i \max}^2}} \quad (4)$$

где n- количество видов измерений.

I_m – индекс технического состояния для СТ с номером m ;

$M_{i \max}$ – максимальное значение коэффициентов i -го измерения, которое используется при нормировке результата;

K_i – коэффициент важности i -ого вида измерения, учитывает достоверность, чувствительность и регулярность проведения разных видов контроля.

Для оценки состояния трансформаторов разного типа изоляции (бумажно-масляные, сухие), отличающихся классом напряжения и мощностью, применяются разные наборы видов контроля и используется разная периодичность этого контроля. Чтобы учесть эти особенности разных групп трансформаторов в ЭДИС была введена библиотека условий расчета индекса технического состояния (рис. 1).

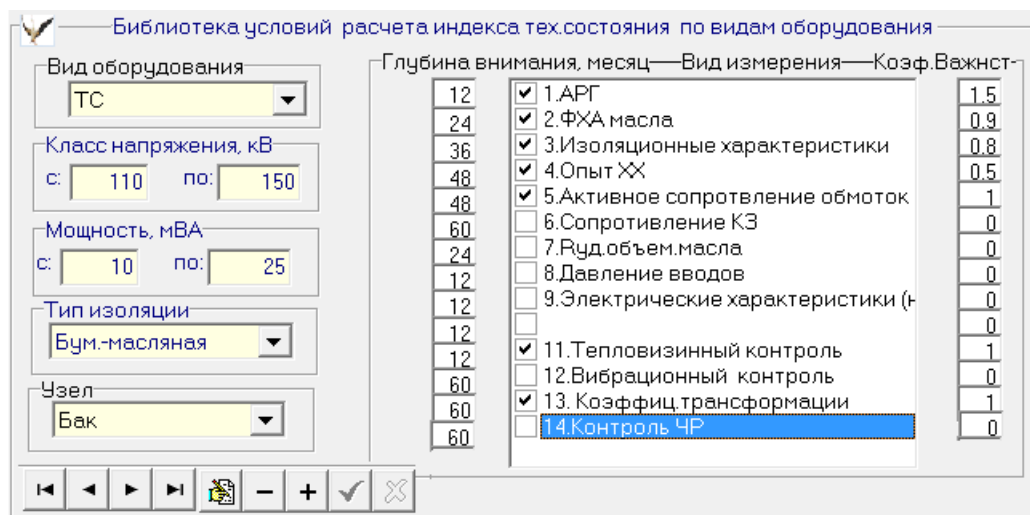


Рис.1. Окно библиотеки условий расчета индекса технического состояния для различных групп трансформаторов ЭДИС.

В библиотеке для каждой группы трансформаторов (одного типа изоляции, близких по классу напряжения и мощности) и их узлов задается набор видов контроля и глубина поиска последнего актуального измерения в базе данных, зависящая от периодичности контроля данного вида измерения, принятой в энергокомпании. Как правило, энергокомпании имеют различия как в наборе обязательных и специальных видов контроля, так и в периодичности их проведения. Соответственно этим особенностям настраиваются и коэффициенты важности K_i каждого вида измерения в наборе. Если в назначенный период времени какое-либо измерение в базе данных не было обнаружено, то значение его индекса технического состояния может (в зависимости от выбранных параметров расчета) заменяться в формуле 4 на значение коэффициента "незнания" из библиотеки условий. Значение коэффициента "незнания" обусловлено, с одной стороны, наиболее вероятным значением индекса данного вида измерения для данной группы СТ, а с другой стороны, (не большой) степенью уверенности в этом результате.

В итоге, система ЭДИС, используя данные библиотеки условий расчета индекса технического состояния, на основе данных результатов измерений парка СТ и проведенных операций ТОиР, после оценки этих данных на достоверность, диагностирования парка СТ и выработки рекомендаций по дальнейшей эксплуатации трансформаторов, по формулам 3 и 4 рассчитывает интегральный индекс технического состояния I_m для каждой единицы парка СТ.

Методика менеджмента парка СТ парка СТ и определения

После расчета индекса технического состояния I_m из выборки рассматриваемых СТ на основе значения I_m исключаются объекты, находящиеся в исправном состоянии. Операции по дальнейшему обслуживанию исправных СТ назначаются системой согласно периодичности проведения планово-профилактических мероприятий, хранящейся в базе знаний ЭДИС. Далее по каждому оставшемуся в рассматриваемой выборке СТ рассчитывается показатель риска его повреждения H_m . При расчете показателя системой учитываются срок эксплуатации и класс напряжения оборудования; вероятность отказа определяется на основании оценки технического состояния ЭДИС с учетом предполагаемого места и характера дефекта; принимаются во внимание последствия отказа, как для потребителя, так и поставщика электроэнергии.

По полученным координатам ($H_m; I_m$) объект обозначается на графике, показанном на рисунке 2, где по оси ординат откладывается показатель технического состояния, а по оси абсцисс – величина риска. Затем ЭДИС проводит ранжирование трансформаторов по

расстоянию от точки с координатами $(Hm;Im)$ до точки с координатами $(0;0)$. Чем больше это расстояние, тем меньше у СТ ранг и тем скорее ему нужно проводить операции ТОиР.

Ранг СТ показан цифрой рядом с точкой, обозначающей его на графике. По каждому СТ, обозначенному на графике (рис.2) можно получить дополнительные данные:

- ранг трансформатора по очередности вывода в ремонт и расстояние до начала координат в баллах;
- ранг по индексу технического состояния и значение интегрального индекса технического состояния Im ;
- ранг по индексу оценки риска и значение индекса оценки риска повреждения Hm ;
- место установки СТ и его диспетчерское наименование.

В результате ранжирования, парк СТ делится зонами графика на три категории:

- дополнительное обследование (в трансформаторе начинает развиваться дефект, он ставится на усиленный контроль и ему могут быть назначены дополнительные виды контроля для уточнения характера дефекта и его локализации);
- текущий ремонт (в трансформаторе есть дефект, не снижающий его работоспособности и требующий текущего ремонта);
- срочный ремонт (в трансформаторе есть дефект, который скоро приведет к потере его работоспособности, требующий среднего или капитального ремонта, или замены оборудования).

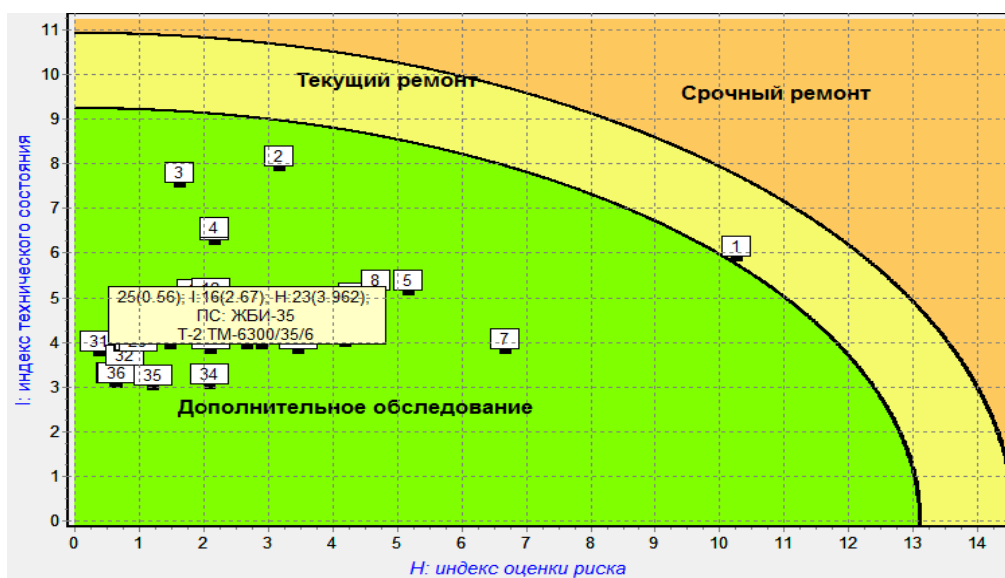


Рис.2. Результат ранжирования ЭДИС «Альбатрос» парка СТ Восточных электросетей

На рисунках 3, 4, 5 показаны результаты ранжирования парка СТ (класса напряжения 110 кВ и ниже) трех филиалов конкретной энергокомпании. Сравнивая количество СТ, стоящих на контроле (зона дополнительного обследования), количество СТ, попавших в зоны текущего и срочного ремонта, видно, что состояние парка СТ Западных сетей (рис.3) хуже, чем Восточных (рис.2), а состояние парка Северных сетей (рис.4) значительно лучше других филиалов и на момент ранжирования (31.12.2015) не требует ремонта. Между тем сети имеют примерно одинаковый парк трансформаторов по их количеству, сроку наработки, мощности и классам напряжения.

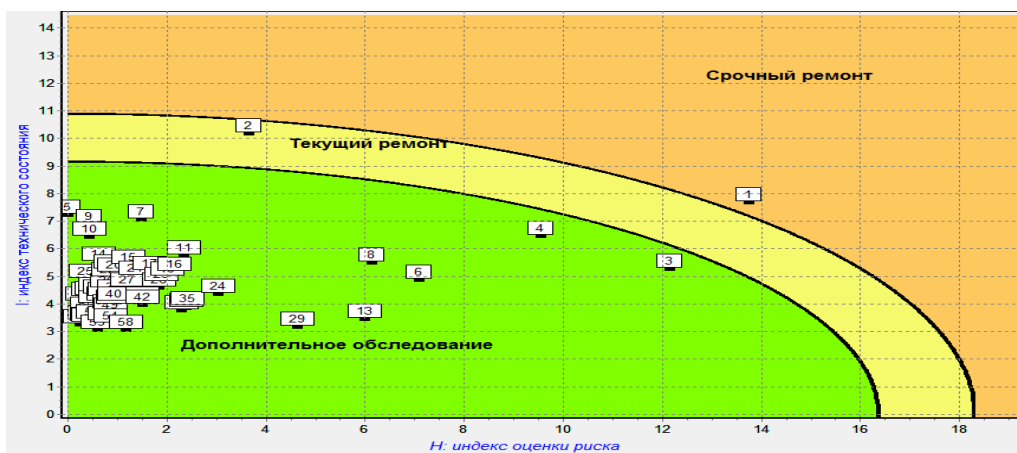


Рис.3. Результат ранжирования ЭДИС «Альбатрос» парка СТ Западных электросетей

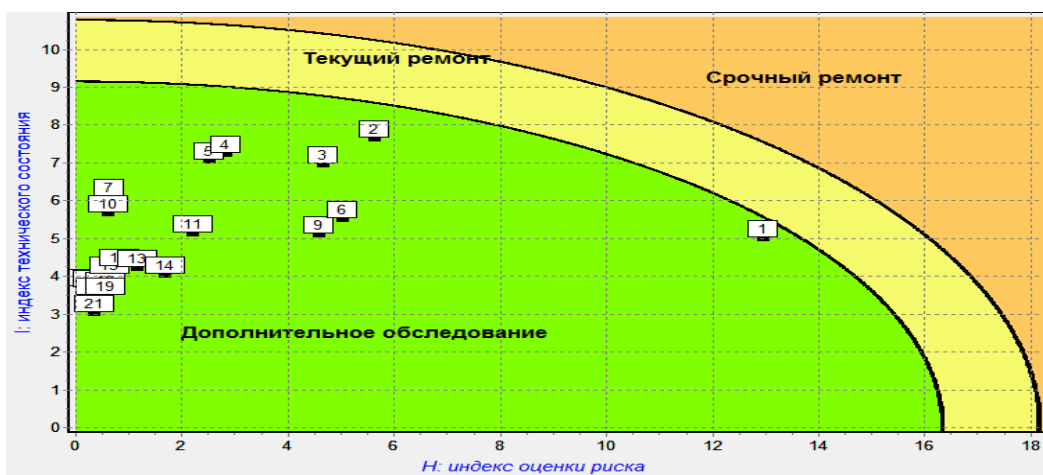


Рис.4. Результат ранжирования ЭДИС «Альбатрос» парка СТ Северных электросетей

По результатам внедрения подсистемы ранжирования можем сказать, что подобный дисбаланс технического состояния парка филиалов наблюдается и в других МРСК. Разница в техническом состоянии парка СТ филиалов возникает годами. Далее начальником департамента эксплуатации и ТОиР должна быть выяснена причина такого дисбаланса и приняты управляющие решения по его устранению. По нашему опыту его причинами могут быть, как неравномерное распределение финансовых и кадровых ресурсов между филиалами, так и разница сроков эксплуатации оборудования, а также разное качество проведения диагностирования СТ и операций технического обслуживания и ремонта.

Выводы

Предлагаемая в докладе методика расчета индекса технического состояния, достаточно объективно ранжирует парк СТ по техническому состоянию. Качество процедуры ранжирования достигается благодаря:

- анализу максимально возможного количества диагностических признаков;
- верификации данных измерений;
- оценке вида, опасности, стадии и скорости развития дефекта, а также учету истории его развития;
- учету результатов как планово-профилактических, так и специальных видов измерения;

- учету достоверности, чувствительности и регулярности проведения разных видов измерений;
- учету отсутствия данных некоторых видов измерений;
- учету проведенных операции ТОиР;
- учету конструктивных особенностей и срока эксплуатации СТ;
- учету разницы в наборах видов контроля (и их периодичности), применяемых для разных групп СТ.

Применение предложенной методики расчета индекса состояния и далее, на его основе, верстки текущих и годовых планов ТОиР парка СТ, повысит качество менеджмента парка СТ, за счет:

- выявления ошибок измерений, а также ошибок занесения результатов измерений и их обработки персоналом;
- повышения оперативности и объективности при оценке реальной ситуации и, как следствие,
- увеличения срока службы трансформаторов.

Методика адаптирована для реализации в программном обеспечении. Внедрение подсистемы ЭДИС "Альбатрос", реализующей эту методику, позволяет не только избавиться от ошибок персонала, но и сократить время затрачиваемое на составление программы ремонтов до нескольких минут, а также оперативно корректировать программу ремонтов при возникновении нештатных ситуаций.

Создан алгоритм ранжирования СТ по техническому состоянию, успешно прошедший тестирование и опытную эксплуатацию в ряде филиалов холдинга МРСК.

Список литературы

1. Система стратегического планирования ремонтов. ОАО «ФСК ЕЭС». Методика экспертной оценки технического состояния оборудования. Версия 0.3. Москва 2006.
2. Методика оценки технического состояния основного электросетевого оборудования. Приложение № 1 к Типовому1 СТАНДАРТУ ОАО «Холдинг МРСК» управления производственными активами дочерних и зависимых обществ. Москва, 2012.
3. РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования», М., изд. НЦ ЭНАС, 2002 г
4. РД 153-34.0-46.302-00 Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. - 2000.
5. I V Davidenko & E. D. Halikova An algorithm for prioritizing the maintenance of power transformers/ Energy production and management in the 21st century. The quest for sustainable energy. / P.335-344, 23-25 April 2014.
6. Давиденко И.В., Овчинников К.В. Анализ изменения потерь холостого хода трансформаторов в эксплуатации / Журнал ЭЛЕКТРО 2016. № 1. С.26-30.
7. T. K. Saha, H. Ma, C. Ekanayake, D. Martin, D. Allan Pattern Recognition Techniques for Determining the Health Index of Oil-Paper Insulation of In-service Power Transformers A2-105 CIGRE 2014
8. P. Picher, J.-F. Boudreau, A. Manga, C. Rajotte Use of Health Index and Reliability Data for Transformer Condition Assessment and Fleet Ranking A2-101 CIGRE 2014
9. B. Nemeth, CS. Voros, G. Csepes Health index as one of the best practice for condition assessment of transformers and substation equipments – Hungarian experience A2-103 CIGRE 2014

Health Index: improved calculation method, based on experience of EDIS "Albatross"

I.V. Davidenko, professor, Doctor of Science, Ural Federal University, Ekaterinburg,

E-mail: edis@edis.guru