

РИСК-ОРИЕНТИРОВАННЫЙ ПОДХОД К УПРАВЛЕНИЮ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ АКТИВАМИ ЭНЕРГЕТИКИ

АНТОНЕНКО И.Н., ООО «НПП «СпецТек», к.т.н.

В декабре 2014 года Президент Путин подписал перечень поручений Правительству РФ, в числе которых было – разработать положения о системе управления рисками в госкорпорациях. Последние успешно отчитались в его выполнении, предусмотрев, в том числе, риски, связанные с активами. Это риски операционно-технологические: недовыработка продукции, падение производительности или качества вследствие износа, снижения технической надежности, повышения интенсивности отказов. А также риски в области промышленной безопасности и окружающей среды (невыполнение нормативно-технических требований, аварии, техногенные катастрофы). В середине 2015 года в Федеральный закон от 26.12.2008 № 294-ФЗ была внесена статья 8.1, согласно которой в целях оптимального использования ресурсов, задействованных в государственном контроле (надзоре), снижения издержек поднадзорных субъектов и повышения результативности надзорной деятельности может применяться риск-ориентированный подход (РОП). Там же дано определение РОП – это метод организации контроля (надзора), при котором выбор формы, продолжительности, периодичности надзорных мероприятий определяется категорией риска поднадзорных субъектов и (или) классом опасности объектов. Отнесение к классу опасности осуществляется с учетом тяжести последствий возможного несоблюдения требований, а к категории риска – также с учетом оценки вероятности такого события.



Игорь Николаевич
Антоненко

Являясь одной из внешних заинтересованных сторон в управлении активами [1], Ростехнадзор взял на вооружение РОП, но сделал это вынужденно. Количество поднадзорных субъектов и объектов ежегодно растет, и сейчас под наблюдением Ростехнадзора находится 2,2 миллиона объектов, которые эксплуатируют почти 1,2 миллиона юридических лиц. При этом у него всего порядка 5000 инспекторов с тенденцией на уменьшение их численности. Вследствие такого дисбаланса оказалось невозможным охватить сплошные плановые проверки в рамках плано-предупредительного подхода (ППП) к организации надзорной деятельности. Внедрение РОП позволит надзорному органу не тратить ресурсы на проверки там, где риски низкие, и сконцентрироваться на тех субъектах и объектах, где риски высоки.

С целью внедрения РОП в проекте нового закона «О промышленной безопасности» предусмотрен государственный мониторинг, осуществляемый без взаимодействия с поднадзорными субъектами, и система дистанционного контроля как средство его реализации. Указанная система – это комплекс средств, обеспечивающих непрерывное получение, обработку и передачу в режиме реального времени информации о риске аварий на опасном производственном объекте. Она поможет Ростехнадзору удаленно идентифицировать объекты с высоким риском и назначать проверки, только если для этого есть повод. С 2016 года реализуются пилотные проекты по отработке этой системы на предприятиях «СУЭК», «Лукойл», «СИБУР», «Газпром нефть», «Газпром», «Газпром переработка» и «Металлоинвест».

РОП В УПРАВЛЕНИИ АКТИВАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Отход от господства ППП и введение РОП в управление активами энергетики – это также во многом вынужденная мера. Глубокий кризис 90-х гг. вызвал спад производства в электроэнергетике на 21 %. Уровень инвестиций в отрасль снизился в 5 раз, что привело за 10 лет к росту износа оборудования до 52 %, снижению объемов капитальных ремонтов и их качества. В последующие годы негативные тенденции переломить не удалось, что привело к росту износа в среднем по отрасли до 65 %.

Тариф на электрическую энергию практически исчерпал потенциал роста, и энергокомпании оказались не в состоянии финансировать и выполнять весь объем работ, предусмотренный в рамках ППП. Ограниченность ресурсов и неоптимальный подход приводят к недовыполнению работ на оборудовании, имеющем большую важность для надежности объектов электроэнергетики.

У промышленных потребителей проявилась неудовлетворенность характеристиками получаемой из сети электроэнергии. Просадки напряжения, искажения его формы, внеплановые аварийные отключения нарушают технологический процесс производства, приводят к ухудшению качества продукции, порче сырья и полуфабрикатов, повреждению и отказам дорогостоящего оборудования или сокращению срока его службы. Предприятия несут прямой и косвенный ущерб, который в некоторых случаях достигает сотен миллионов рублей. Возникла тенденция ухода промышленных потребителей от централизованного энергоснабжения и создания собственной генерации (НЛМК, Череповецкий металлургический комбинат и др.). Этому способствует тот факт, что стоимость электроэнергии из ЭЭС приблизилась к ее стоимости от собственных генерирующих мощностей, включая стоимость их строительства.

Таким образом, ППП перестал соответствовать экономическим реалиям в электроэнергетике. В обозримом будущем энергокомпании будут вынуждены решать задачу обеспечения надежности при высоком износе оборудования и ограниченности ресурсов.

Постановлением Правительства РФ № 1401 от 19 декабря 2016 года (далее – ПП1401) был введен РОП в отношении активов электроэнергетики, хотя сам термин РОП при этом не использовался. В частности, определены виды технического состояния оборудования, им поставлены в соответствие уровни риска (п. 6) и меры технического воздействия на активы (п. 8). Введено понятие «индекс технического состояния» (ИТС) – безразмерная величина в диапазоне от 0 до 1, которая характеризует техническое состояние оборудования и рассчитывается на основании специальных методик (п. 7, 8, 10). Введен подход к расчету физического износа оборудования на основе формулы:

$$\text{Износ} = 1 - \text{ИТС}.$$

Наконец, в ПП1401 сформулирован сам принцип РОП: определение оптимального вида, состава и стоимости технического воздействия на основании фактических и прогнозных значений ИТС и оценок уровней технического риска (п. 9, 11). Важно, что этот принцип охватывает не только ремонтные, но также инвестиционные воздействия на активы (техническое перевооружение).

Более отчетливо содержание РОП отражено в «Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации» (далее – Стратегия). Сама Стратегия утверждена распоряжением Правительства РФ № 511-р от 03.04.2013, а сведения о РОП в нее внесены распоряжением Правительства РФ № 2664-р от 29.11.2017. В частности, в подразделе «Приоритизация финансирования операционной и инвестиционной деятельности» в качестве одной из основных задач Стратегии определен постепенный переход к организации ремонта с учетом рисков. Вводится понятие о системе принятия решений о приоритетности воздействия на оборудование, основанной на данных о техническом состоянии и рисках (с учетом вероятности отказа и последствий такого отказа), которая позволит сконцентрировать ограниченные операционные и инвестиционные ресурсы в точке максимальной отдачи, исходя из требований надежности. Как видим, здесь уже раскрывается критерий оптимальности: максимум надежности энергоснабжения потребителей

при данном ресурсном обеспечении, что соответствует минимуму рисков.

В целом РОП существенно отличается от ППП, при котором регламенты определяют объем и периодичность технического воздействия на оборудование на основе норм наработки, независимо от фактического технического состояния и уровня риска. Концептуально изменение состоит в том, что вместо жестко регламентированного ППП ставится задача выбора технического воздействия исходя из текущего профиля рисков. Для этого РОП предусматривает ранжирование оборудования и воздействий на него по степени риска, определение приоритетов и отказ от второстепенных задач, даже если их выполнение рекомендовано заводом-изготовителем.

Нельзя сказать, что РОП это что-то совершенно новое. Например, его можно найти в отчетах EPRI – американского Института исследований в области электроэнергетики. В 2006 году EPRI предложил [2] сетевым энергокомпаниям подход к управлению активами, который помогает концентрировать их ограниченные ресурсы на тех задачах технического обслуживания и ремонта (ТОиР), которые наилучшим образом способствуют достижению их целей. Этот подход включает анализ последствий и риска отказов, ранжирование активов по их критичности и приоритизацию технических воздействий на активы.

В 2006 году в структуре ТНК-ВР была разработана концепция информационной системы управления надежностью энергоснабжения добывающих активов компании (ИСУНЭ). Она предполагала [3] формирование стратегии ТОиР на основе расчетных интегральных показателей, которые содержат в себе как оценку текущего состояния, так и прогноз состояния и надежности на будущее, а также комплексную оценку важности сетевого оборудования с точки зрения прямого и косвенного ущерба и последствий отключений. Тем самым достигалось формирование стратегии ТОиР по каждой единице оборудования, выстроенных по степеням их важности и риска отказа. На основе этой концепции был развернут и выполнен проект внедрения ИСУНЭ, ядром которой стал программный комплекс TRIM [4].

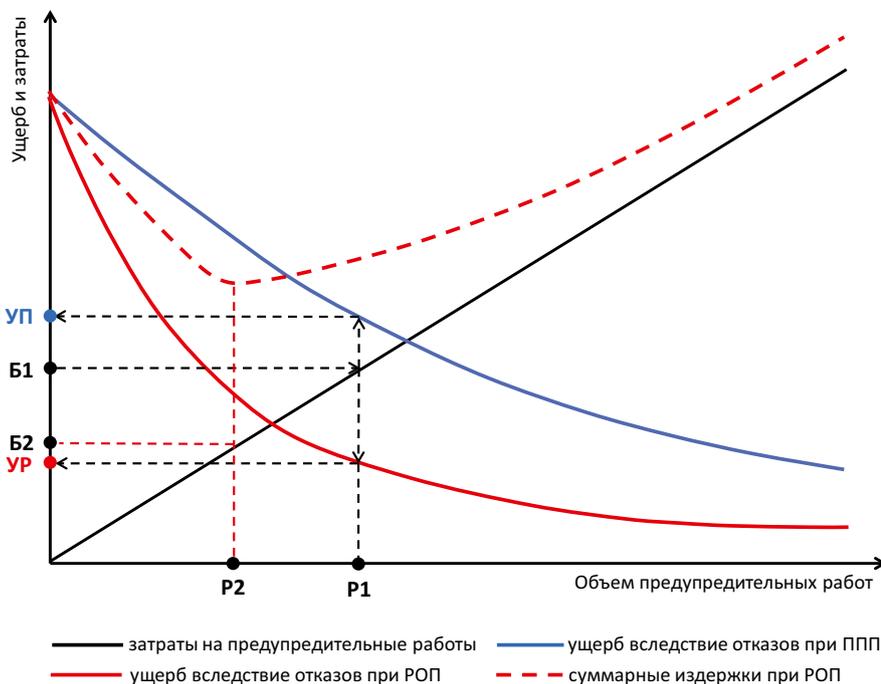


Рис. 1. Сравнение ППП и РОП

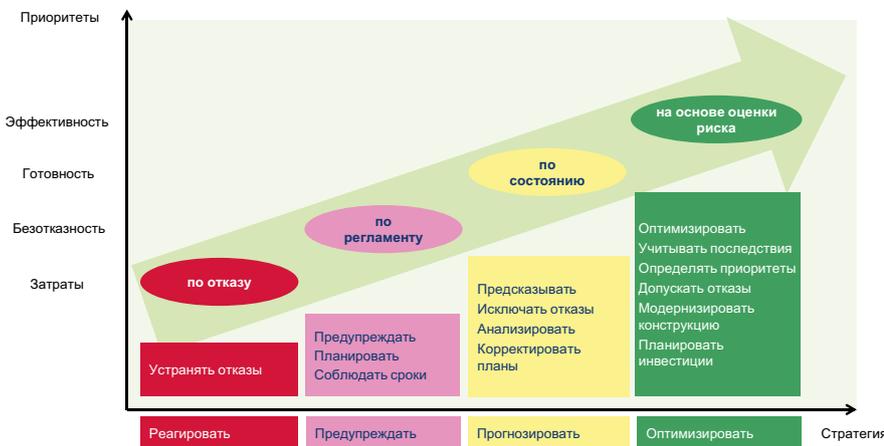


Рис. 2. Эволюция видов организации ремонта

Таким образом, РОП состоит в определении вида, объема и приоритетности технических воздействий на оборудование, исходя из оценки риска предупреждаемых ими отказов, и формировании программы работ, обеспечивающей минимум совокупного риска при заданных ресурсных ограничениях. На рис. 1 иллюстрируется отличие между ППП и РОП. Здесь в одной системе координат отражена нарастающая функция затрат на предупредительные работы и убывающие функции ущерба, причиняемого отказами, в зависимости от объема предупредительных работ. Если задан некоторый бюджет на предупредительные работы B_1 ,

то при ППП и РОП ущерб вследствие отказов составляет, соответственно, $УП$ и $УР$. При этом $УР < УП$ благодаря тому, что имеющийся объем ресурсов используется для предупреждения отказов в порядке убывания их риска, начиная с наибольшего. Тем самым, при заданном B_1 обеспечивается минимум риска. Если при ППП оптимума не существует, а работы, предписанные регламентами, должны выполняться полностью, то при РОП можно найти минимум суммарных издержек (ущерб от отказов + затраты на работы), оптимальный бюджет B_2 и объем работ P_2 , соответствующий минимуму стоимости жизненного цикла оборудования.

ПРОБЛЕМЫ НОРМАТИВНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ РОП

Количественная оценка риска включает в себя вероятность отказа, которая связана с техническим состоянием оборудования. Следовательно, РОП предполагает использование данных о техническом состоянии при планировании обслуживания.

До недавнего времени обслуживание по состоянию в энергетике допускалось только для трансформаторов, а в отношении остального оборудования применялся ППП. Приказом Минэнерго РФ от 25 октября 2017 года № 1013 утверждены новые «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» (далее – Правила), открывшие возможность широкого применения обслуживания по состоянию. Согласно Правилам (п. 4, 5), субъектами электроэнергетики должен осуществляться выбор вида организации ремонта из двух возможных:

- плано-предупредительный ремонт (ППР);
- ремонт по техническому состоянию.

Нельзя не заметить, что критерии этого выбора Правилами не определены, установлены только условия применимости (п. 11, 12) ремонта по техническому состоянию. А число выбираемых возможностей необоснованно сведено до двух. В том же ПП1401 их перечислено четыре (п. 9): плано-предупредительные ремонты, ремонты по техническому состоянию, ремонт по отказу или их комбинация. Последнее в большей степени соответствует РОП, поскольку РОП предполагает определение приоритетов и принятие рисков, не являющихся приоритетными, в том числе применение ремонта по отказу. Для поддержки РОП было бы целесообразно внести в Правила третий вид организации ремонта – ремонт на основе оценки риска (рис. 2).

При этом в Правилах нет указаний по оценке фактической эффективности выбранного вида и объема ремонта, включая периодичность такой оценки и критерии эффективности. Для пересмотра структуры и продолжительности ремонтного цикла установлен фиксированный срок, в то время как при РОП подход должен быть более гибким. Основанием для пересмотра могут быть не только результа-

ты расследования причин аварий, но и повторяющиеся отказы на приоритетном оборудовании, не подпадающие под критерии аварий. Это соответствует понятию «разовые преобразования» (изменения) [5, 6] и связано с применением известной практики Root Cause Analysis (RCA).

Следует отметить, что, несмотря на принятие новых Правил, сохраняется известное препятствие переходу от ППР к ремонту по техническому состоянию – риск для руководителя, принимающего такое решение. В частности, пунктом 11 Правил установлено, что для перехода к ремонту по техническому состоянию у субъекта электроэнергетики должны быть локальные нормативные акты (ЛНА), устанавливающие периодичность, методы, объемы и технические средства контроля, систему показателей технического состояния и их допустимые и предельные значения, позволяющие достоверно определять фактическое техническое состояние основного оборудования и его изменение в период до следующего выполнения контроля. Отметим здесь два момента. Первый: должны быть именно ЛНА, а не отраслевые нормативные акты, что сразу же возлагает ответственность на руководителя, утвердившего такой ЛНА. Второй: требование достоверности при определении и прогнозировании фактического состояния. Очевидно, что методы технической диагностики и неразрушающего контроля обладают лишь некоторой степенью достоверности [7], пусть и высокой. Зная это, руководитель должен «подписаться» под достоверностью этих методов, и принять на себя соответствующий риск.

Отметим недостатки ПП1401. Прежде всего, в нем нет определения риска, и нет даже ссылки на иной нормативный акт, где понятие риска определено. В соответствии с Федеральным законом № 184-ФЗ «О техническом регулировании» (статья 2), риск – это вероятность причинения вреда жизни или здоровью граждан, имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений с учетом тяжести этого вреда. Согласно Техническому регламенту ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», риск – это сочетание вероятности причинения вреда и последствий этого вреда для жизни или

здоровья человека, имущества, окружающей среды, жизни или здоровья животных и растений.

Согласно [8] риск – это сочетание (произведение) вероятности (или частоты) нанесения ущерба и тяжести этого ущерба. В соответствии с [9] риск определяется величиной RPN (Risk Priority Number):

$$RPN=SOD,$$

где S – тяжесть последствий отказа, O – вероятность отказа, D – вероятность, что отказ не будет обнаружен до проявления его последствий.

Авторы ПП1401 не учли понятие риска, и поставили уровни риска в соответствие состояниям оборудования (п. 6), а это в принципе неверно. Техническому состоянию оборудования может соответствовать некая вероятность его отказа (O), а для определения уровня риска необходима еще как минимум величина S , при строгом же подходе – еще и D . Последствия отказа в ПП1401 даже не упоминаются.

По смыслу пп. 9 и 11, техническое воздействие выбирается на основании оценки риска, то есть исходя из вероятности и последствий отказа. Поэтому ошибочным является и установление соответствия между техническим состоянием оборудования и мерами технического воздействия (п. 8), без учета последствий отказа.

Последняя ошибка перешла в «Методику оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей», утвержденную приказом Минэнерго РФ от 26 июля 2017 г. № 676 (далее – Методика), где она продублирована в пункте 4.1. Но в п. 4.3–4.6 все же установлено, что вид технического воздействия выбирается с учетом вероятности и последствий отказа.

Эта Методика обеспечивает исполнение ПП1401, и сегодня – это ключевое звено нормативного регулирования РОП. Ее основная смысловая нагрузка состоит в определении порядка расчета ИТС – безразмерной величины от 0 до 100, определяемой как средневзвешенная сумма оценок определенного набора показателей. Исходные данные для расчета ИТС – фактические значения параметров технического состояния функциональ-

ных узлов. Идея такого рода ИТС в энергетике также не нова [10].

Методикой установлено ее двоякое назначение (п. 1.1, 2.1). Она определяет:

- порядок определения индекса технического состояния оборудования;
- порядок определения оптимального технического воздействия на оборудование.

Если с первой задачей Методика в целом справляется, то в части второй задачи намечены лишь общие контуры (пункт 4.6). В числе упомянутых там стратегий технического воздействия, а по сути – критериев его выбора (максимум надежности оборудования, максимум прибыли, минимум стоимости жизненного цикла оборудования), – не нашлось места критерию минимума риска. Последнее не тождественно максимуму надежности оборудования, учитывая содержание понятия «надежность» (п. 3.1.5 ГОСТ 27.002-2015).

Схема принятия решения о виде технического воздействия на основное технологическое оборудование (Приложение № 10) представляет в общем виде этапы принятия решений. При этом в «Блоке оптимизации» не раскрыты показатели экономической эффективности и критерии принятия решений. Элемент «Ранжирование оборудования по ИТС» не имеет выходной стрелки, то есть процедура ранжирования никуда дальше не ведет, хотя она и является итогом применения Методики. В схеме нет элемента ранжирования по уровню риска, а ведь с ним связан выбор технического воздействия.

Как видим, Методика имеет недостатки. К ним также относится значительная ограниченность области ее применения в части сетевого оборудования: силовые трансформаторы напряжением 110 кВ и выше; линии электропередачи напряжением 35 кВ и выше. При этом более всего изношены сети напряжением 0,6–10 кВ, и на них приходится до 80 % аварий. Таким образом, Методика не охватывает как раз те активы, которыми более всего востребован РОП, а это до 90 % общей протяженности сетей.

Пунктом 2.5 установлено, что если нет актуальных значений отдельных параметров технического состояния, то при расчете ИТС следует использовать значения этих параметров за прошлый

Таблица 1. Цели применения Методических указаний

Определение величины технического риска, соответствующего уровню технического состояния оборудования и (или) объекта электроэнергетики
Определение оптимального вида, состава и стоимости технического воздействия на основное технологическое оборудование при планировании ТОиР, а также ТПИР
Осуществление субъектами электроэнергетики ремонта оборудования и линий электропередачи объектов электроэнергетики по техническому состоянию
Определение последствий нарушений при оформлении акта о расследовании причин аварий в электроэнергетике
Оценка влияния инвестиционного проекта на достижение плановых показателей реализации инвестиционной программы, и обоснования необходимости реализации инвестиционных проектов субъектов электроэнергетики

год. А что если таких прошлогодних значений будет много? В какой степени можно будет доверять значению ИТС, рассчитанному по таким параметрам? Здесь мы подходим к такому свойству статистических оценок, как состоятельность, которое в Методике упущено.

Пунктом 3.13 формально не определено, чему равен ИТС электростанции, содержащей более одной единицы одного из видов основного технологического оборудования. В этом случае выражением (6) для расчета ИТС основного технологического оборудования субъекта электроэнергетики невозможно пользоваться.

Отдельные недостатки имеются и в прикладной части Методики. Так, в таблице 5.7 «Балльная шкала оценки параметров технического состояния функциональных узлов трансформатора (автотрансформатора) силового» для параметра «Отношения концентраций пар газов (C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 , C_2H_4/C_2H_6), характерные для разрядов большой мощности» указано одинаковое условие $0,1 \leq (\Phi_{CH_4}/\Phi_{H_2}) \leq 1$ и для балла состояния «0», и для балла «4». Также для балла «0» указано соотношение $3 \leq (\Phi_{C_2H_4}/\Phi_{C_2H_6})$, а для балла «4» указано $(\Phi_{C_2H_4}/\Phi_{C_2H_6}) < 1$, при этом не указано, каким баллом оценивать состояние, если выполняется условие $1 \leq (\Phi_{C_2H_4}/\Phi_{C_2H_6}) < 3$. Похожие недоработки имеют место и при оценке параметра «Отношения концентраций пар газов (C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 , C_2H_4/C_2H_6) характерные для термического дефекта с $t > 700$ °С». Общая недоработка условий оценки обоих параметров состоит в том, что критерии отношений концентраций пар газов используются без учета концентраций каждого газа в отдельности. Скажем, в [11] рекомендуется исходное условие для диагностики развивающегося дефекта: концентрация хотя бы одного ха-

рактерного газа должна быть больше граничного значения в 1,5 раза.

Используется также такой параметр как «Относительная скорость нарастания концентрации» того или иного газа, растворенного в масле трансформатора. При этом не определено, каким образом рассчитывается этот параметр и как учитывается интервал, на котором производится измерение – ведь от него зависит относительное изменение концентрации газа.

В таблице 5.8 «Балльная шкала оценки параметров технического состояния функциональных узлов турбогенератора» для параметра «Сопротивление изоляции обмотки статора» в горячем и холодном состоянии указаны явно неверные критерии оценки: $1 < \Phi/N$ для балла «1» и $\Phi/N < 1$ для балла «4». Очевидно, что должно быть наоборот.

Тем не менее, несмотря на указанные недостатки, Методика – самый работоспособный на сегодня нормативный акт, регулирующий РОП в энергетике. Индекс технического состояния используется для оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон, в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 27 декабря 2017 г. № 1233. Динамика ИТС используется Минэнерго РФ для оценки эффективности ремонтных и инвестиционных программ субъектов энергетики и физического износа. В целом ИТС формирует единую шкалу для всех субъектов электроэнергетики, которая позволяет проводить бенчмаркинг и управлять эффективностью активов компаний независимо от структуры активов и форм собственности. В рамках каждого субъекта шкала ИТС служит основой для ранжирования оборудования и определения приоритетов при планировании ресурсного обеспече-

ния ТОиР, технического перевооружения и реконструкции (ТПИР).

Это, кстати, ответ на вопрос специалистов низового уровня, которые иногда не понимают, для чего нужен ИТС. В Методике прямо указано (п. 2.5), что ИТС применяется при формировании и актуализации перспективных (многолетних) графиков ремонта, годовой ремонтной программы, комплекса мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции. Для управления оперативной ремонтной деятельностью ИТС не применим.

Поскольку Методики явно недостаточно для нормативного регулирования РОП, Приказом Минэнерго РФ от 19 февраля 2019 г. № 123 были утверждены «Методические указания по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа» (далее – Методические указания). Необходимость утверждения Методических указаний была установлена Стратегией (в редакции 2017 года) и Методикой (п. 4.3). Методические указания должны быть ключевым звеном нормативного регулирования РОП, судя по целям их применения Минэнерго РФ и субъектами электроэнергетики (таблица 1).

Остановимся на основных положениях этого документа. Для прогноза изменения ИТС функционального узла в формулах (1) и (2) используется линейная экстраполяция. Это в принципе оправдано, так как достоверно подобрать экстраполирующую функцию невозможно в силу низкой репрезентативности данных и небольшого временного диапазона значений ИТС. Фигурирующий в этих формулах тангенс угла наклона экстраполирующей функции отражает скорость ухудшения технического состояния. Поскольку в момент начала эксплуатации ($t=0$) имеем $y(t)=1$ (при этом Износ= $1-\text{ИТС}=0$), а к моменту полной выработки ресурса $y(t)=0$ (при этом Износ= 1), то значения тангенса угла наклона 0,03 и 0,1 соответствуют ресурсу 33 и 10 лет, и отвечают, по видимому, нормативным условиям эксплуатации.

При этом не учтено в полной мере, что условия эксплуатации могут отличаться от нормативных как в одну, так и в другую сторону, и потому тангенс угла наклона может быть как боль-

ше, так и меньше указанного значения. Возможность уточнения тангенса угла наклона, предусмотренная пунктом 6 Методических указаний, ограничена только его снижением, то есть учетом облегченных условий эксплуатации, а их утяжеление не предполагается. Разработка самой методики уточнения тангенса угла наклона отдана на откуп субъектам электроэнергетики. Что же касается прогноза изменения индекса технического состояния сегмента ЛЭП (п.7), то здесь возможность уточнения тангенса угла наклона экстраполирующей функции вообще не предусмотрена.

Корректировка прогноза изменения ИТС с периодичностью не реже одного раза в год, предусмотренная п. 8 Методических указаний, привязана только к факту технического воздействия на оборудование. При этом не учтено, что изменение условий эксплуатации также требует корректировки прогноза.

Величина $r_{\phi}(t)$ в формуле (3), конечно, не является фактической вероятностью отказа. Если вспомнить известное выражение для вероятности отказа:

$$Q(t) = 1 - P(t),$$

где $P(t)$ – вероятность безотказной работы, то можно прийти к выводу, что в формуле (3) линейная функция индекса технического состояния $y(t)$ отождествляется с вероятностью безотказной работы, а это неверно. Вероятность безотказной работы описывается экспоненциальной функцией времени, параметр которой – интенсивность отказов, – является константой или функцией времени, описываемой законами Вейбулла или Релея. И только интенсивность отказов может быть корректно выражена через индекс технического состояния.

Формула (3) ведет к очевидно ошибочному результату: в момент начала эксплуатации ($t=0$) имеем $y(t)=1$, и $r_{\phi}(t)=0$, а это не соответствует реальности в силу известного эффекта «детской смертности» или «прирабочных» отказов.

Кроме того, формула (3) записана без учета пункта 8 Методических указаний. Иначе чем объяснить тот факт, что в этой формуле дважды учитывается изменение технического состояния после воздействия на оборудование: в скорректированном согласно

пункту 8 прогнозу индекса технического состояния $y(t)$ и в коэффициенте k_n .

В формуле (6) Методических указаний вероятность отказа единицы оборудования приравнивается к максимальной из вероятностей отказов ее функциональных узлов. Это ошибка, так как отказ не каждого функционального узла ведет с неизбежностью к отказу единицы оборудования: это зависит от технологической схемы, критичности этого узла и вида его отказа.

Более того, ошибкой является само использование какой-то одной вероятности отказа единицы оборудования. Каждая единица оборудования имеет множество видов отказа, каждый из которых имеет свою вероятность и свои последствия, поскольку отказ – это не только «насос перестал перекачивать воду», но и «насос перекачивает воду с меньшей производительностью». Необходимо рассматривать все виды отказа данной единицы оборудования, для каждого из них рассчитывать вероятность и определять последствия, чтобы затем ранжировать отказы по уровню риска.

В силу ошибочности формулы (6), расчет технического риска по формулам (22–25) в разделе IV Методических указаний даст неверный результат.

Раздел III «Оценка последствий отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования» представляется наиболее проблемным с методической точки зрения.

Основное выражение здесь – формула (7), ее результат далее многократно используется. Разработчики Методических указаний раскрыли расчет только первых двух ее слагаемых, а по остальным слагаемым последствий отказа (затраты на возмещение экологического ущерба, затраты на компенсацию вреда жизни персонала, затраты на компенсацию здоровью жизни персонала) даны ссылки на законы. Однако эти ссылки помогут определить указанные последствия разве что по факту случившегося отказа, они не годятся для прогнозирования последствий и оценки риска – то есть не годятся как раз для перечисленных выше целей применения Методических указаний.

Кроме того, в формуле (7) не предусмотрены затраты на возмещение вреда жизни и здоровью населения как составляющая последствий от-

каза. Системные аварии, в том числе 2005 года в Москве, свидетельствуют о том, что такие последствия в принципе возможны.

Далее разработчики Методических указаний сосредоточились в основном на убытках самих субъектов электроэнергетики, и упустили из виду убытки субъектов, с которыми энергокомпания связаны договорными отношениями (формулы (11) и (14)). В формуле (14) фигурирует компенсация потребителям, энергопринимающие установки которых присоединены к электрическим сетям только лишь по 3 категории надежности, допускающей прекращение передачи электрической энергии на определенное время. В то же время весьма шумевшими являются факты многомиллионных убытков потребителей, имевшие место в связи с выходом из строя дорогостоящего оборудования, порчей сырья, недоставкой или браком продукции по причине отключения или снижения качества энергоснабжения.

Наконец, в разделе IV «Оценка технического риска оборудования и (или) объекта электроэнергетики» не учтено (формула (22)), что полное выражение для оценки риска отказа включает в себя также множитель, равный вероятности того, что отказ не будет обнаружен до проявления его последствий (см. выше выражение для RPN). Тем самым из рассмотрения необоснованно исключается наличие и эффективность операций (обходы) и технических средств контроля и диагностики (системы автоматической защиты, блокировки и сигнализации).

Как видим, перечисленные выше документы, регулирующие РОП, не лишены недостатков, но они хотя бы разработаны. Вместе с тем, существуют значительные пробелы в нормативном регулировании РОП. В той же Стратегии предусмотрена разработка предложений по совершенствованию порядка формирования программ технического обслуживания, ремонта, технического перевооружения и реконструкции. Однако это не привело до настоящего времени к появлению документа с условным названием «Методика формирования программ ТОиР и ТПиР на основе оценки рисков отказа». Потребности регулирования РОП

Таблица 2. Необходимые для РОП дополнительные методики

Методика расчета ресурса электрооборудования с учетом ИТС
Методика приоритизации электрооборудования для целей организации ТОиР и ТПиР
Методика оценки стоимости жизненного цикла электрооборудования
Методика планирования сроков ТОиР с учетом ИТС, оценки последствий отказов, рисков и приоритизации электрооборудования
Методика планирования объемов ТОиР с учетом ИТС, оценки последствий отказов, рисков и приоритизации электрооборудования
Методика расчета затрат на ТОиР
Методика оценки предельных сроков эксплуатации электрооборудования с учетом ИТС
Методика планирования объемов ТПиР в части замены электрооборудования с учетом рисков и стоимости жизненного цикла
Методика расчета затрат на ТПиР в части замены электрооборудования

включают необходимость разработки и других нормативно-методических документов [12] (см. таблицу 2).

МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ И ОГРАНИЧЕНИЯ

Основа представленного выше РОП – индекс технического состояния (ИТС) оборудования. Величина ИТС принимает безразмерные значения от 0 до 100, и после нормирования (деления на 100) используется для расчета вероятности отказа и далее – для оценки риска отказа.

Согласно Методике, ИТС функционального узла рассчитывается путем суммирования балльных оценок параметров технического состояния, принимающих целые значения от 0 до 4, и умноженных на весовые коэффициенты (формула (1) в Методике). В свою очередь, ИТС единицы основного технологического оборудования рассчитывается путем суммирования индексов технического состояния функциональных узлов, умноженных на весовые коэффициенты (формула (2) в Методике).

Указанные весовые коэффициенты отражают важность каждого параметра и функционального узла, учитывают степень влияния каждого параметра или узла на надежность и работоспособность соответственно узла или единицы оборудования, и обычно определяются методом экспертных оценок [10, 13]. Для этого привлекаются наиболее компетентные специалисты, которые дают свои оценки на основании имеющейся статистики отказов по видам и типам оборудования, опыта работ по их устранению, данных по диагностике. Применяемый при этом метод парных сравнений Саати [14] требует, чтобы эксперты количественно оценили, во сколько раз каждый параметр или узел

важнее каждого другого параметра или узла. Это делается интуитивно, и поэтому результат сильно зависит от квалификации эксперта и в значительной степени субъективен. При большом количестве сравниваемых элементов, что как раз имеет место в случае с параметрами и узлами оборудования, степень субъективности возрастает.

Отметим также, что Методика применяется и к сетевому, и к станционному оборудованию, несмотря на положение ПП1401 о том, что такие методики разрабатываются для каждого типа объектов электроэнергетики – электрические сети, электрические подстанции, объекты генерации (п. 10 в ПП 1401). Каждый тип оборудования электрических станций как статистическая генеральная совокупность элементов характеризуется малым объемом, и по этой причине статистические данные по его эксплуатации имеют низкую репрезентативность. Кроме того, даже имеющиеся данные характеризуются условной достоверностью, часто являются неполными, укрупненными, собирались разными субъектами в разном формате и согласно разным регламентам, без привязки к объектам или причинам отказов, без оценки последствий отказов или времени восстановления, с использованием разных критериев учета технологических нарушений. В этой связи возникают сомнения в возможности достоверно определить указанные весовые коэффициенты (приложение № 6 и № 8 к Методике) на основе такой информации.

В Методике установлена единая шкала индекса состояния для всех видов оборудования и сооружений объектов электроэнергетики (таблица 1 пункта 2.4). Например, предполагается, что и паровая турбина, и силовой трансформатор, и опора линии электропередачи

изменяют свое состояния с неудовлетворительного на удовлетворительное, если величина ИТС становится больше 50. Это предположение представляется сомнительным, и, во всяком случае, нуждается в тщательном обосновании.

Балльная шкала параметров технического состояния функциональных узлов (пункт 3.3 Методики) основывается на оценке отклонения фактических значений этих параметров от предельно-допустимых значений, установленных нормативной и технической и/или конструкторской (проектной) документацией. В свою очередь, предельно-допустимые значения устанавливаются изготовителем оборудования, исходя из доступной ему статистики и неких предполагаемых условий эксплуатации, которые могут отличаться от фактических. В этой связи, применение одной балльной шкалы параметров технического состояния (приложение № 5 к Методике) при всех фактических условиях эксплуатации может давать в итоге заниженные или завышенные значения ИТС и вероятности отказа.

В Методических указаниях расчет вероятности отказа единицы оборудования осуществляется так, будто это оборудование не связано с другим оборудованием. Действительно, если вероятность отказа данной единицы оборудования зависит только от ее ИТС, то взаимосвязи не учитываются. Учет только последовательных связей в технологических схемах (пункт 3.12 Методики), когда отказ одной единицы оборудования неизбежно влечет отказ всей схемы, не охватывает более сложные взаимосвязи. Например, отказ одной единицы оборудования может приводить к изменению режима работы другой единицы оборудования, к увеличению ее нагрузки, и к росту вероятности ее отказа.

Для корректного определения вероятности отказа требуется разработка динамических моделей эксплуатируемого оборудования, учитывающих сложные взаимосвязи элементов, исходные события аварий и сценарии их развития, допустимые перегрузки, резервирование, качество и надежность работы систем защиты, вероятность ошибочных действий персонала. По сути, у каждого субъекта должна быть своя модель, актуальность которой он должен поддерживать по мере технологических изменений.

Для достоверного прогнозирования последствий отказа в виде ущерба, который понесут субъекты, связанные с энергокомпаниями договорными отношениями, указанную выше модель эксплуатируемого оборудования необходимо дополнить моделью потребителя и особенностями выхода из послеаварийного режима. Это весьма нетривиальная задача, которая требует учета характеристик энергопринимающих установок, особенностей технологического процесса у потребителей, загрузки их оборудования сырьем.

Для практических целей вместо расчетной вероятности отказа целесообразно ввести некий ранг в баллах, связанный с частотой отказов однотипного оборудования, и поставленный в соответствие с рассчитанными значениями ИТС. Необходимая для этого статистика может быть доступна на уровне отрасли.

Так же и с измерением последствий отказа в денежном выражении, установленным пунктом 11 Методических указаний – целесообразно определять последствия отказа в баллах. Тем более, что для оценки приоритетности воздействия на оборудование имеет значение ранжирование оборудования по последствиям отказа, а не абсолютное значение последствий в рублях, расчет которого существенно усложняет задачу внедрения РОП.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Несмотря на сложность, в российской электроэнергетике идет последовательное внедрение риск-ориентированного подхода к управлению активами. Тому есть объективные причины, о которых было сказано выше. Поскольку при внедрении РОП не обойтись без информационных технологий, о ходе работ можно судить по соответствующим проектам в области цифровизации. Давно стали общим местом проекты развития информационных систем управления производственными активами (СУПА), направленные на реализацию функциональности по расчету и прогнозированию ИТС. Выполняются и более продвинутые пилотные проекты в ПАО «Россети» [15]. К ним относится проект «Прогнозирование вероятности отказов оборудования» в ПАО «Ленэнерго», цель которого – внедрение инструментов предиктивной аналитики данных системы управления производственными

активами, автоматизированных систем мониторинга и диагностики оборудования. Или, например, проект «Цифровая воздушная линия электропередачи» в ПАО «МРСК Северо-Запада», одна из целей которого – создание системы прогнозирования отказов.

Субъекты электроэнергетики заявляют об использовании РОП при формировании программ технического обслуживания и ремонта [16]. Можно сказать, что участники этой большой и серьезной работы фактически руководствуются принципом «дорогу осилит идущий» [17].

Автор выражает благодарность за ценные замечания коллегам из НПП «СпецТек» – Иоршу В.И. и Кацу Б.А.

ДИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 55.0.01-2014/ИСО 55000:2014 Управление активами. Национальная система стандартов. Общее представление, принципы и терминология. М.: Стандартинформ, 2015. – 24 с.
2. Performance-Focused Maintenance for Distribution Substations: Survey and Guide with KPIs and Algorithms for Living and Predictive Maintenance. EPRI, Palo Alto, CA: 2006. 1012442.
3. Струнилин П. Управление надежностью энергоснабжения // Новатор. – 2005. – № 6. – с. 26–29.
4. Иорш В.И., Крюков И.Э., Антоненко И.Н. Управление ремонтами, ориентированное на надежность // Промышленность и безопасность. – 2011. – № 7(35). – С. 50–53.
5. ГОСТ Р 55.0.05-2016. Управление активами. Повышение безопасности и надежности активов. Требования. М.: Стандартинформ, 2016. – 10 с.
6. ГОСТ Р 27.606-2013. Надежность в технике. Управление надежностью. Техническое обслуживание, ориентированное на безотказность. М.: Стандартинформ, 2014. – 34 с.
7. Дубов А.А. Проблемы оценки остаточного ресурса стареющего оборудования // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 2010. – № 2. – С. 49–54.
8. ГОСТ Р 12.0.010-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Системы управления охраной труда. Определение опасностей и оценка рисков. М.: Стандартинформ, 2011. – 20 с.

9. ГОСТ Р 51901.12-2007 (МЭК 60812:2006) Менеджмент риска. Метод анализа видов и последствий отказов. М.: Стандартинформ, 2008. – 39 с.

10. Brown R.E., Frimpong G., Willis H.L. Failure rate modeling using equipment inspection data// IEEE Transactions on Power Systems. – 2004. – Vol. 19, № 2. – P. 782–787.

11. РД 153-34.0-46.302-00 Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле.

12. Назарычев А.Н. Определение предельных сроков эксплуатации на основе оценки индекса состояния электрооборудования: докл. на V Науч.-практ. конф. «Контроль технического состояния оборудования объектов электроэнергетики», М., 06.12.2018. URL: http://www.ti-ees.ru/fileadmin/f/Conference/2018/present/03_Nazarychev_A.N._06.12.2018.pdf (дата обращения 07.01.2020).

13. Оклея П.И. Методика оценки интегрального технического состояния оборудования тепловых электростанций // Транспортное дело России. – 2015. – № 6. – С. 72–76.

14. Саати Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий: Пер. с англ. Р. Г. Вачнадзе. – М.: Радио и связь, 1993. – 278 с.

15. Россети. Годовой отчет за 2018 год. – М.: 2019. – 86 с.

16. «МРСК Северо-Запада» направит 4,1 млрд рублей на программу техобслуживания и ремонтов//Энергетика и промышленность России: [сайт]. URL: <https://www.eprussia.ru/news/base/2019/730378.htm> (дата обращения 07.01.2020).

17. Гвоздев Д.Б. Применение риск-ориентированного подхода при планировании производственных программ ПАО «Россети»: докл. на V Науч.-практ. конф. «Контроль технического состояния оборудования объектов электроэнергетики», М., 06.12.2018.

URL: http://www.ti-ees.ru/fileadmin/f/Conference/2018/present/02_Gvozdev_D.B._Prezentacija_Konferencija_EHS-2018.pdf (дата обращения 07.01.2020).