



ЭКСПЛУАТАЦИЯ, МОНТАЖ И НАЛАДКА

DOI 10.34831/EP.2020.68_18.007

Анализ риск-ориентированного подхода к управлению физическими активами

Антоненко И. Н., канд. техн. наук

ООО «НПП «СпецТек», Санкт-Петербург

Исторически сложившийся планово-предупредительный подход к выработке мер технического воздействия на активы продемонстрировал свои недостатки и ограничения. За рубежом уже более 20 лет развивается подход на основе оценки рисков отказов. В российской энергетике относительно недавно воспринят этот подход, но как это бывает — вующую нормативную базу.

Ключевые слова: риск-ориентированный подход; приоритизация оборудования; риск отказа.

Введенными в 2015 г. в действие стандартами серии ГОСТ Р 55.0.00 определено, что актив — это идентифицируемый предмет, вещь или объект, который имеет потенциальную или действительную ценность для организации. А к физическим активам отнесены оборудование, запасы и объекты недвижимости. Указанные стандарты идентичны международным ISO 55000.

В промышленной энергетике физическими активами являются трансформаторные подстанции, распределительные пункты, линии электропередачи, комплектные распределительные устройства и другое оборудование, обеспечивающее транспорт и приём электроэнергии, включая здания, в которых оно находится. Также к ним относятся активы распределенной генерации.

Управление активами в соответствии с указанными стандартами предполагает нахождение баланса между затратами и рисками, связанными с активами, и производительностью активов. При этом производительность активов в стандартах трактуется очень широко — как измеряемый результат их использования. Управление активами охватывает всю вертикаль организационной структуры и привлекает к этой деятельности почти все функциональные структуры организации. В качестве составной части оно включает в себя воздействие на активы — техническое обслуживание и ремонты (ТОиР), техническое перевооружение и реконструкция (ТПиР). Не-

посредственное воздействие на активы — это нижний уровень управления активами, над которым возвышаются целеполагание и планирование, т. е. деятельность по выработке мер воздействия.

К выработке мер технического воздействия на активы применяются разные подходы [1]. С середины 1930-х годов в СССР стал использоваться планово-предупредительный подход (ППП) [2], при котором объем и периодичность воздействий на оборудование определяются регламентами. В рамках этого подхода сложились система планово-предупредительных ремонтов (ППР), предполагающая планирование работ на основе норм наработки или календарной периодичности, и система ТПиР, основанная на нормативно установленных сроках службы.

Концептуально ППП сфокусирован на том, чтобы упредить отказы всеми возможными предупредительными работами. Отсюда большие объемы работ и соответствующий рост затрат на их выполнение, а также недопользование ресурса оборудования, поскольку его ремонт или замена в рамках ППП проводится независимо от фактического состояния.

Следствием большого числа предупредительных работ является снижение эксплуатационной готовности актива пропорционально времени нахождения в плановом ремонте или на обслуживании, а также снижение на-

дежности сразу после ремонта (приработочные отказы). Реализация ППП также сталкивается и с ограничениями — финансовыми, кадровыми, временными. Не всегда объем имеющихся ресурсов достаточен для реализации ППП в полном объеме.

В этой связи в течение многих лет подходы к выработке мер технического воздействия изменились и совершенствовались [3]. Относительно недавно был предложен подход на основе оценки риска отказа [4]. Под риском отказа здесь и далее понимается величина, определяемая как произведение вероятности отказа на численную оценку его последствий.

В основу подхода положена идея о списке элементов, ранжированном (упорядоченном) по убыванию риска отказа каждого элемента. Элементы списка представляют собой результат разукрупнения находящихся в эксплуатации систем и агрегатов. Это могут быть функциональные узлы, являющиеся наименьшими объектами технического воздействия. Для каждого элемента рассчитывается риск его отказа, а далее он оценивается качественно: определяются зоны высокого, среднего и низкого риска. В зонах высокого и среднего риска требуются активные меры технического воздействия на элементы списка, а в зоне низкого риска эти меры сводятся к минимуму. Таким образом удается обоснованно сократить общий объем работ и их стоимость. Но главное состоит в том, что определяется приоритетная часть списка.

С элементами этой части списка (зоны высокого и среднего риска) проводится дополнительная работа по совершенствованию программ их ТОиР и ТПиР. Они подробно изучаются, анализируются причины их отказов, выявляются первопричины. По результатам анализа проводится "редизайн" технических воздействий на элементы списка — корректируются вид, объем и периодичность воздействий с целью снижения вероятности отказа и совокупного риска.

Количественная оценка риска требует большого объема данных для расчета вероятности и последствий отказа. Поэтому подход на основе оценки риска требует использования цифровых (информационных) технологий. В то же время, вероятность отказа является функцией технического состояния оборудования. Поэтому реализация этого подхода предполагает широкое использование средств технической диагностики.

Подобный подход уже не является чем-то совершенно новым для России. Еще в

2006 г. в промышленной энергетике (в структуре ТНК-ВР) была разработана концепция информационной системы управления надежностью энергоснабжения добывающих активов компании (ИСУНЭ). Она предполагала [5] формирование стратегии ТОиР оборудования, исходя из его важности и риска отказа. На основе этой концепции был выполнен проект внедрения ИСУНЭ, ядром которой стал программный комплекс TRIM [6].

Нечто подобное в настоящее время активно внедряется в масштабе всей российской электроэнергетики. Об этом свидетельствует, в частности, недавнее (январь 2020 г.) утверждение Паспорта ведомственного проекта "Единая техническая политика — надежность энергоснабжения". Проект имеет целью повышение надежности и эффективности функционирования Единой энергетической системы (ЕЭС) России путем внедрения риск-ориентированного управления (РОУ). Однако РОУ имеет существенные отличия от описанного выше подхода, о которых будет изложено далее.

РОУ в электроэнергетике

Отход от господства ППП и введение РОУ в энергетике — это во многом вынужденная мера. Энергокомпании оказались не в состоянии финансировать и выполнять весь объем работ, предусмотренный в рамках ППП. Ограниченнность ресурсов и неоптимальный подход стали причиной недовыполнения работ на оборудовании, имеющем большую важность для надежности объектов электроэнергетики. Следствием стало снижение надежности энергоснабжения, неудовлетворенность потребителей характеристиками получаемой из сети электроэнергии.

В обозримом будущем энергокомпании будут вынуждены решать задачу обеспечения надежности при высоком износе оборудования и недостатке ресурсов. Этими обстоятельствами объясняется переход электроэнергетики к новому подходу в области управления активами.

В связи с высокой социальной значимостью и системообразующей ролью электроэнергетики государственными органами был принят ряд важных нормативных актов, обеспечивающих переход отрасли от ППП к РОУ.

Постановлением Правительства РФ [7] установлена система сбора данных и мониторинга ключевых показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики. Там же введено понятие "индекс технического состояния" (ИТС) — безразмерная вели-

чина в диапазоне от 0 до 1, которая характеризует техническое состояние оборудования и рассчитывается на основе специальных методик. Введен подход к расчету физического износа оборудования по формуле

$$\text{Износ} = 1 - \text{ИТС}.$$

Ценность ИТС заключается в том, что это интегральный показатель верхнего уровня, который объединяет значения показателей технического состояния подчиненных уровней в единую величину, удобную для сравнения и оценки. На основе ИТС приводится к одной системе координат состояние разнородных объектов, фактическое состояние которых оценивается параметрами различной физической природы и измеряется принципиально различными средствами неразрушающего контроля. Идея такого рода ИТС в энергетике не нова [8].

В этом же постановлении [7] определены виды технического состояния оборудования, им поставлены в соответствие уровни риска и меры технического воздействия на активы. Наконец, там же сформулирован сам принцип РОУ: определение оптимального вида, состава и стоимости технического воздействия на основании фактических и прогнозных значений ИТС и оценок уровней технического риска. Важно, что этот принцип охватывает не только ремонтные, но также инвестиционные воздействия на активы (техническое перевооружение).

Содержание РОУ конкретизировано в "Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации" [9] (в редакции распоряжения Правительства РФ от 29.11.2017 № 2664-р). В частности, в подразделе "Приоритизация финансирования операционной и инвестиционной деятельности" в качестве одной из основных задач 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. Здесь уже раскрывается критерий оптимальности: максимум надежности энергоснабжения потребителей при данном ресурсном обеспечении, что соответствует минимуму рисков.

Отметим, что РОУ существенно отличается от ППП. Концептуально изменение состоит в том, что вместо жестко регламентированного ППП ставится задача выбора технического воздействия исходя из текущего профиля рисков. Для этого РОУ предусматривает ранжирование оборудования и воздействий на него по степени риска, определение приоритетов и отказ от второстепенных задач, даже если их выполнение рекомендовано заводом-изготовителем.

Таким образом, РОУ состоит в определении вида, объема и приоритетности технических воздействий на оборудование, исходя из оценки риска предупреждаемых или отказов, и формировании программы работ, обеспечивающей минимум совокупного риска при заданных ресурсных ограничениях.

На рис. 1 иллюстрируется отличие между ППП и РОУ. Здесь в одной системе координат показана 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 РОУ ущерб вследствие отказов составляет соответственно $УП$ и $УР$. При этом $УР < УП$ благодаря тому, что кривая ущерба при РОУ имеет большую крутизну на начальном участке. Это связано с тем, что в рамках РОУ осуществляется ранжирование оборудования и работ по уровню риска, а имеющийся объем ресурсов в первую очередь расходуется на предупреждение отказов с наибольшим риском. Тем самым, при заданном B_1 и при объеме работ P_1 обеспечивается минимум риска ($УР$).

Если при ППП оптимума не существует, а работы, предписанные регламентами, должны выполняться полностью, то при РОУ 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.

Нормативное регулирование РОУ

Количественная оценка риска включает в себя вероятность отказа, которая в свою очередь связана с техническим состоянием оборудования. Следовательно, РОУ предполагает использование данных о техническом состоянии при определении мер технического воздействия на оборудование.

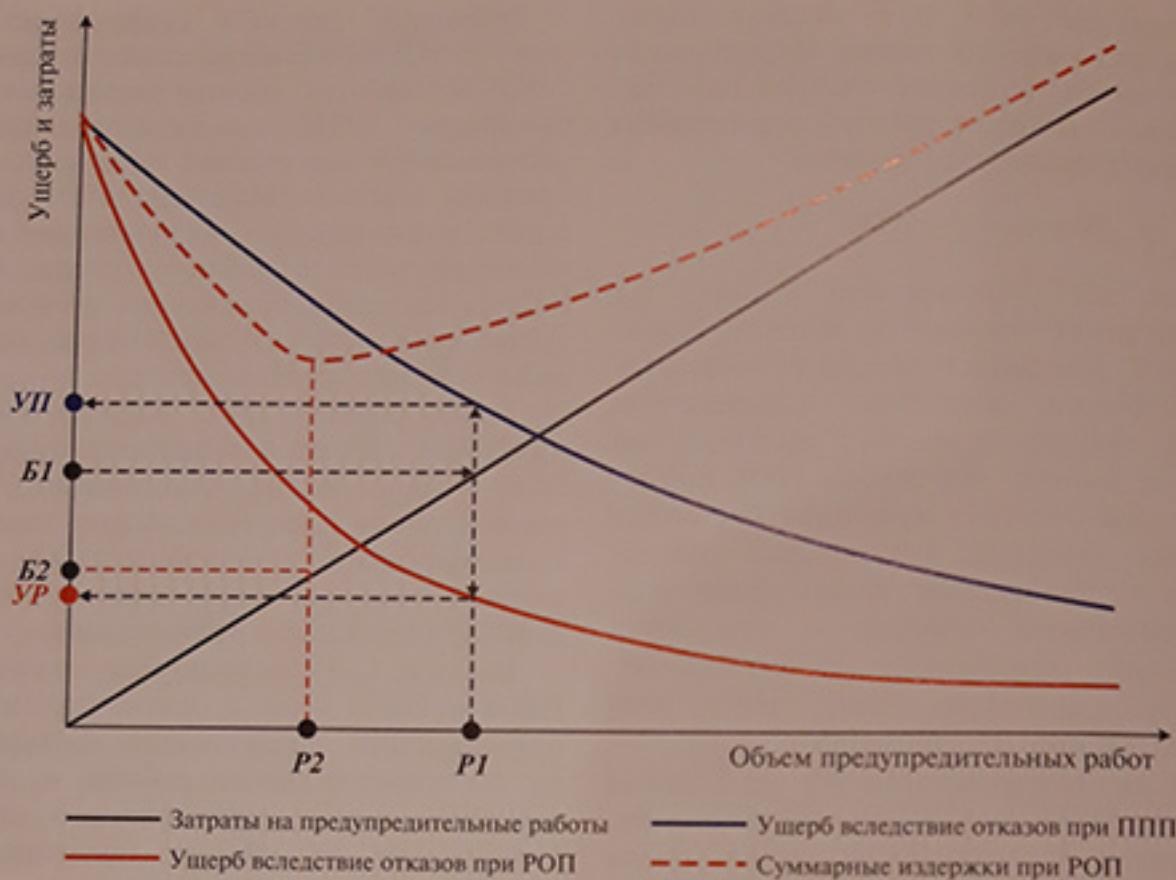


Рис. 1. Сравнение ППР и РОУ

До недавнего времени обслуживание по состоянию в энергетике допускалось только для трансформаторов, а в отношении остального оборудования применялся ППР. Приказом Минэнерго РФ [10] утверждены новые "Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики", открывшие возможность широкого применения обслуживания по состоянию.

Основное изменение состоит в том, что согласно [10] субъекты электроэнергетики выбирают вид организации ремонта из двух возможных:

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

Таким образом, с принятием правил [10] начался переход от почти безальтернативного ППР к рациональному выбору вида ТОиР, что является значительным шагом в развитии практики управления активами. Для поддержки РОУ было бы целесообразно внести в правила [10] третий вид организации ремонта — ремонт на основе оценки риска (рис. 2).

Во исполнение постановления Правительства РФ [7] приказом Минэнерго РФ [11] утверждена "Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электриче-

ских станций и электрических сетей". Эта методика на сегодня является базовым звеном нормативного регулирования РОУ. Ее основная ценность в том, что она предоставляет порядок расчета ИТС на всех уровнях разукрупнения: ИТС функционального узла, ИТС единицы оборудования, ИТС объекта электроэнергетики, ИТС группы объектов электроэнергетики, принадлежащих одному или нескольким субъектам электроэнергетики (их обособленным подразделениям).

Методика [11] содержит обширный справочный материал, в котором перечислены функциональные узлы основного технологического оборудования предприятий электроэнергетики, параметры их технического состояния, контролируемые средствами неразрушающего контроля и технической диагностики, граничные значения этих параметров и шкалы их пересчета в безразмерные баллы. Методика также содержит математический аппарат для расчета ИТС на всех уровнях: путем средневзвешенного суммирования либо балльных оценок физических параметров состояния на нижнем уровне (функциональный узел), либо значений ИТС нижележащего уровня. Для этих целей в методике имеется справочный материал по весовым коэффициентам параметров и функциональных узлов.



Рис. 2. Эволюция видов организации ремонта

Получаемый таким образом ИТС (безразмерная величина от 0 до 100, после нормирования — от 0 до 1) обладает ценным свойством масштабируемости, которое позволяет ранжировать по его значению объекты и субъекты электроэнергетики.

К сожалению, область применения этой методики в части сетевого оборудования ограничена устройствами и линиями электропередачи напряжением 35 кВ и выше. При этом более всего изношены сети напряжением 0,4–10 кВ (на них приходится до 80 % аварий). Таким образом, методика не охватывает как раз те активы, которым более всего требуется РОУ, а это до 90 % общей протяженности сетей.

Методика [11] активно используется. Индекс технического состояния применяется для оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон в соответствии с Приказом Минэнерго РФ [12]. Динамика ИТС используется Минэнерго РФ для оценки эффективности ремонтных и инвестиционных программ субъектов энергетики и физического износа в соответствии с Постановлением Правительства РФ [7]. 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 оборудо-

вания и определения приоритетов при планировании ресурсного обеспечения ТОиР и ТПиР. Нормативной основой для такого применения ИТС служит возможность организации ремонта по техническому состоянию, предусмотренная Правилами [10]. Это, кстати, ответ на вопрос специалистов низового уровня, которые иногда не понимают, для чего нужен ИТС. В методике прямо указано, 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 неприменим.

Важной надстройкой над указанной выше методикой являются утвержденные приказом Минэнерго РФ [13] "Методические указания по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа". Необходимость разработки данного документа установлена в [9]. Эти методические указания предоставляют соответствующий математический аппарат и рекомендации для прогноза вероятности отказа на основе текущих и прогнозных значений ИТС, для расчета последствий и риска отказа. В качестве исходных данных для расчета используются значения ИТС, рассчитанные по методике [11].

Соотношение упомянутых выше нормативных актов представлено на рис. 3, где

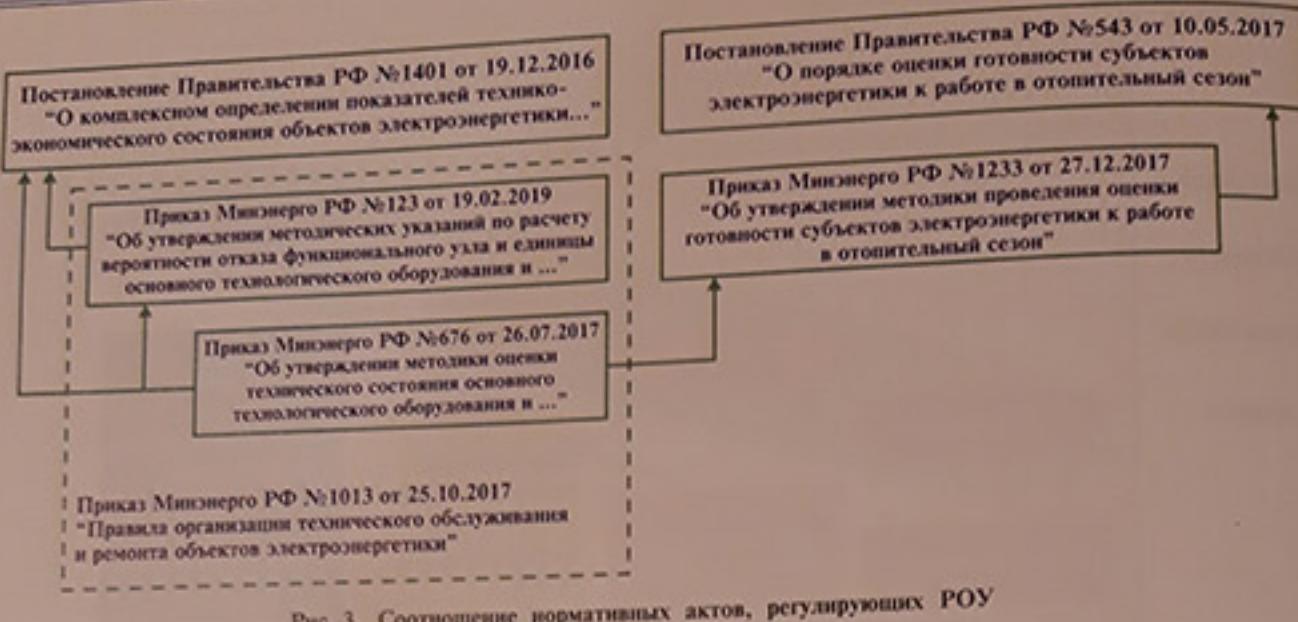


Рис. 3. Соотношение нормативных актов, регулирующих РОУ

стрелками указана обеспечивающая функция, а пунктиром — условия применения.

Вместе с тем, существуют значительные пробелы в нормативном регулировании РОУ. В частности, в [9] 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", а Методические указания не содержат рекомендаций на этот счет.

Выводы

1. Несмотря на сложности, в российской электроэнергетике идет последовательное внедрение РОУ с опорой на информационные технологии. Упомянутым вначале ведомственным проектом "Единая техническая политика — надежность энергоснабжения" предусмотрено внедрение РОУ именно на базе интеллектуальных (цифровых) систем.

2. РОУ имеет сходства и различия с представленным во вводной части подходом на основе оценки риска [4]. Общее — это ранжированные по уровню риска списки оборудования и определение приоритетов. Судя по нормативной базе, по крайне мере на данный момент, основные отличия РОУ состоят в следующем. Во-первых, на ранжированные списки накладываются ресурсные ограничения, которые определяют объем планируемых технических воздействий на оборудование. Во-вторых, предполагается, что со-

держание работ предопределено (текущий ремонт, средний ремонт, капитальный ремонт, реконструкция).

3. Результаты ранжирования используются не для редизайна работ, выполняемых над приоритетной частью списка, а для определения, какие меры воздействия должны быть выполнены в первую очередь, какие могут быть отложены или вовсе отменены.

4. Уменьшение совокупного риска обеспечивается благодаря концентрации ресурсов и мер воздействия на том оборудовании, которое имеет наибольший риск отказа.

Список литературы

1. Водениников, Д. А. Техническое обслуживание оборудования на основе стратегии RCM / Д. А. Водениников // Промышленная энергетика. — 2019. — № 10. — С. 23 — 26.
2. Кац, Б. А. Из истории создания системы планово-предупредительного ремонта / Б. А. Кац // Главный механик. — 2013. — № 11. — С. 19 — 26.
3. Антоненко, И. Н. Эволюция практик и информационных систем управления ТОиР / И. Н. Антоненко, И. Э. Крюков // Главный механик. — 2011. — № 10. — С. 40 — 47.
4. Khan, F. Risk-based maintenance (RBM): a quantitative approach for maintenance/inspection scheduling and planning / F. Khan, M. Haddara // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. — 2003. — Vol. 16. — № 6. — P. 561 — 573.
5. Струнилин, П. Управление надежностью энергоснабжения / П. Струнилин // Новатор. — 2005. — № 6. — С. 26 — 29.
6. Иорш, В. И. Управление ремонтами, ориентированное на надежность / В. И. Иорш, И. Э. Крюков, И. Н. Антоненко // Промышленность и безопасность. — 2011. — № 7(35). — С. 50 — 53.
7. О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического

- износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и об осуществлении мониторинга таких показателей. Постановление Правительства РФ от 19.12.2016 № 1401.
8. Brown, R. E. Failure rate modeling using equipment inspection data / R. E. Brown, G. Frimpong, H. L. Willis // IEEE Transactions on Power Systems. — 2004. — Vol. 19, № 2. — P. 782 — 787.
 9. Об утверждении Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации. Распоряжение Правительства РФ от 03.04.2013 № 511-р.
 10. Об утверждении требований к обеспечению надежности и безопасности объектов электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики". Приказ Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013.
 11. Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей. Приказ Минэнерго России от 26.07.2017 № 676.
 12. Об утверждении методики проведения оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон. Приказ Минэнерго России от 27.12.2017 № 1233.
 13. Об утверждении методических указаний по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа. Приказ Минэнерго России от 19.02.2019 № 123.

References

1. Vodennikov D. A. Promyshlennaya energetika (Industrial power engineering), 2019, No. 10, pp. 23 — 26.
2. Katz B. A. Glavnyi mehanik (Chief Mechanical Engineer), 2013, No. 11, pp. 19 — 26.
3. Antonenko I. N., Kryukov I. E. Glavnyi mehanik (Chief Mechanical Engineer), 2011, No. 10, pp. 40 — 47.
4. Khan F., Haddara M. Risk-based maintenance (RBM): a quantitative approach for maintenance/inspection scheduling and planning. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 2003, Vol. 16, No. 6, pp. 561 — 573.
5. Strunilin P. Novator (Novator), 2005, No. 6, pp. 26 — 29.
6. Iorsh V. I., Kryukov I. E., Antonenko I. N. Promyshlennost' i bezopasnost' (Industry and Security), 2011, No. 7(35), pp. 50 — 53.
7. O kompleksnom opredelenii pokazatelei tekhniko-ekonomiceskogo sostoyaniya ob'ektov elektroenergetiki, v tom chisle pokazatelei fizicheskogo iznosa i energeticheskoi effektivnosti ob'ektov

elektrosetevogo khozyaistva, i ob osushchestvlenii monitoringa takikh pokazatelei (On the comprehensive determination of indicators of the technical and economic condition of electric power facilities, including indicators of physical wear and tear and energy efficiency of power grid facilities, and monitoring of such indicators). Resolution of the Government of the Russian Federation of 19.12.2016, No. 1401.

8. Brown R. E., Frimpong G., Willis H. L. Failure rate modeling using equipment inspection data, IEEE Transactions on Power Systems, 2004, Vol. 19, No. 2, pp. 782 — 787.
9. Ob utverzhdenii Strategii razvitiya elektrosetevogo kompleksa Rossiiskoi Federatsii (On approval of the Strategy for the development of the electric grid complex of the Russian Federation), Order of the Government of the Russian Federation of 03.04.2013, No. 511-R.
10. Ob utverzhdenii trebovaniy k obespecheniyu nadezhnosti elektroenergeticheskikh sistem, nadezhnosti i bezopasnosti ob'ektov elektroenergetiki i energoprinimayushchikh ustanovok "Pravila organizatsii tekhnicheskogo obsluzhivaniya i remonta ob'ektov elektroenergetiki" (On approval of the requirements for ensuring the reliability of electric power systems, reliability and safety of electric power facilities and power receiving installations "Rules for organizing maintenance and repair of electric power facilities"), Order of the Ministry of Energy of Russia of 25.10.2017, No. 1013.
11. Ob utverzhdenii metodiki otsenki tekhnicheskogo sostoyaniya osnovnogo tekhnologicheskogo oborudovaniya i linii elektroperedachi elektricheskikh stantsii i elektricheskikh setei (On the approval of the methodology for assessing the technical condition of the main technological equipment and power lines of power plants and electrical networks), Order of the Ministry of Energy of Russia 26.07.2017, No. 676.
12. Ob utverzhdenii metodiki provedeniya otsenki gotovnosti sub'ektov elektroenergetiki k rabote v ototitel'nyi sezon (On approval of the methodology for assessing the readiness of electric power industry entities to work in the heating season), Order of the Ministry of Energy of Russia 27.12.2017, No. 1233.
13. Ob utverzhdenii metodicheskikh ukazanii po raschetu veroyatnosti otkaza funktsional'nogo uzla i edinitsy osnovnogo tekhnologicheskogo oborudovaniya i otsenki posledstvii takogo otkaza (On approval of methodological guidelines for calculating the probability of failure of a functional unit and a unit of the main technological equipment and assessing the consequences of such a failure), Order of the Ministry of Energy of Russia 19.02.2019, No. 123.

antonenko@spectec.ru

Analysis of a risk-oriented approach to physical asset management Antonenko I. N.

A historically emerged planned-preventive approach to elaboration of the measures for technical impact on the assets has demonstrated the shortcomings and limitations inherent to the approach. Quite other approach based on the assessment of the risks of failure has been developing abroad for more than 20 years. The Russian energy sector has also recently adopted this approach, but as is often the case with local specifics. The article presents the essence of this approach backed by the current regulatory framework.

Keywords: risk-oriented approach, prioritization of equipment, risk of failure.