

АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ В УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА ИНВЕСТИЦИЙ

Инж. ШИЧКО С. Н., докт. техн. наук, проф. КАРНИЦКИЙ Н. Б.

Минская ТЭЦ-5,

Белорусский национальный технический университет

В связи со старением электростанций (ЭС) и низкими темпами ввода новых мощностей возрастает актуальность проблемы поддержания технического состояния оборудования ЭС на должном уровне. Низкие темпы ввода нового оборудования обусловлены недостаточными инвестициями в энергетическую отрасль. В сложившейся ситуации альтернативой техническому перевооружению ЭС может быть продление срока эксплуатации изношенного оборудования. В связи с этим возникает необходимость в дополнительном контроле технологического оборудования и максимально полном учете всех факторов, влияющих на его надежность.

Рост стоимости энергоресурсов и снижение объемов потребления электроэнергии в Беларуси привели к увеличению времени нахождения энергетического оборудования в резерве, что снижает его среднегодовое исчерпание ресурса, но приводит к увеличению удельного количества отказов по отношению к отработанному времени. Кроме того, несовершенство методов консервации оборудования вызывает развитие стояночной коррозии, а частые остановы в резерв ускоряют исчерпание лимита по количеству пусков.

Эксплуатация оборудования в переменных режимах приводит к увеличению числа отказов оборудования и ускоренному исчерпанию ресурса. Так, частые режимы пуска-останова ведут не только к «мгновенному» снижению ресурса из-за воздействия циклических нагрузок и возможного превышения температур в переменных режимах, но и, влияя на вспомогательное оборудование и арматуру, создают предпосылки для будущих внеплановых остановов.

Высокоэкономичное и мощное оборудование должно по возможности эксплуатироваться с наименьшим числом остановов в резерв, возможно, даже в ущерб системному эффекту экономии топлива. Кратковременный же выигрыш от экономии топлива будет сведен к нулю ускоренным износом высокоэкономичного оборудования и увеличением расхода топлива на пуски после внеплановых остановов, спровоцированных нестационарными нагрузками. Кроме этого, произойдет увеличение расходов на ремонт.

Проанализируем техническое состояние четырех электростанций с поперечными связями номинальным давлением 12,8 МПа за 1989–1995 гг. Выборка производилась на основании данных, представленных в [1, 2]. Каждой электростанции присвоен номер от 1 до 4. Структура рассматриваемого оборудования: 23 котлоагрегата и 14 турбоагрегатов. Ввод нового оборудования за эти годы производился только на электростанции № 2.

Техническое состояние оборудования сравнивалось с помощью кривых безразличия на основе методики [3]. В данном случае критерием оценки состояния оборудования служит сравнение повреждаемости (параметр потока отказов) ω и времени, отработанного с момента ввода в эксплуатацию, где ω и τ – безразмерные величины, характеризующие отношение повреждаемости или наработки оборудования данной станции к максимальному значению.

В качестве параметра потока отказов примем среднегодовое количество отказов, приходящихся на один агрегат, а за максимальное количество отказов ω_{\max} – наибольшее количество отказов единичного агрегата данного типа за любой год рассматриваемого периода. Аналогичного подхода будем придерживаться при определении τ . В качестве τ_{\max} примем парковый ресурс агрегата: для котлоагрегатов парковый ресурс – 300 тыс. ч (парковый ресурс барабана), для турбин – 220 тыс. ч. Для каждой ТЭС рассчитаны удельные параметры ω_k , τ_k и ω_t , τ_t , для котельного и турбинного цехов соответственно. Данные расчета представлены на рис. 1, где цифрами со штрихами отмечены показатели турбинных цехов. Как видно, большую повреждаемость имеет котельное оборудование, а истощение паркового ресурса выше у турбинного. Затем определены обобщенные показатели, характеризующие техническое состояние ТЭС в целом: $A = \sqrt{\omega^2 + \tau^2}$. Результаты расчета, представленные на рис. 2, свидетельствуют о том, что лучшими показателями обладают электростанции № 1 и 2. Далее был проведен дополнительный анализ надежности еще по нескольким электростанциям.

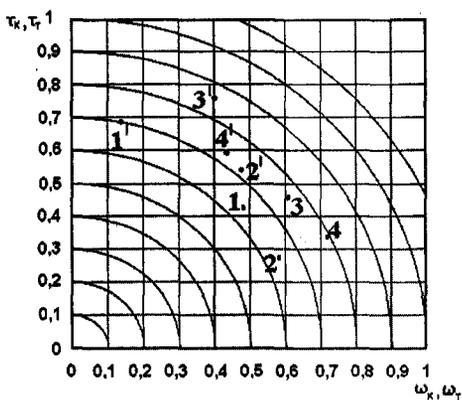


Рис. 1. Кривые безразличия

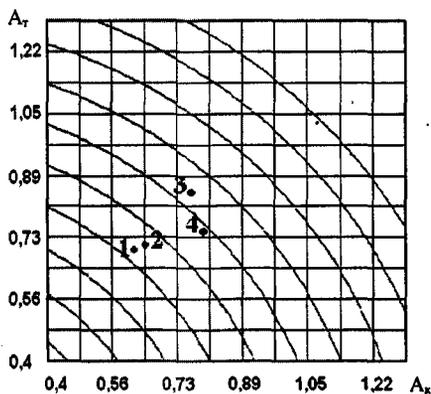


Рис. 2. Сравнение электростанций с поперечными связями

Анализ данных концерна «Белэнерго» по отказам оборудования показывает, что за рассматриваемый период увеличилось количество отказов из-за истощения ресурса. Различные парковые ресурсы составных узлов котлов и турбин позволяют производить выборочную поэтапную замену элементов и тем самым поддерживать энергетическое оборудование в безаварийном работоспособном состоянии. В турбинах наиболее опасными, с точки зрения последствий, которые могут возникнуть вследствие разрушений, являются роторы, корпуса цилиндров и клапанов, а также лопа-

точный аппарат, в котлоагрегатах – коллекторы и пароводоперепускные трубы.

Кроме элементов, разрушение или отказ которых может привести к значительному ущербу, выделим группу наиболее повреждаемых элементов, из-за которых происходит наибольшее количество отказов. По данным концерна «Белэнерго» построены диаграммы распределения отказов между основными элементами турбинного и котельного оборудования. За 100 % взята сумма отказов между элементами, представленными на диаграмме.

Повреждаемые элементы турбинного оборудования показаны на рис. 3: 1 – цилиндры; 2 – подшипники; муфта, валопровод; 3 – парораспределение и регулирование; 4 – вспомогательное оборудование; 5 – уплотнения вала генератора; 6 – трубопроводы и арматура.

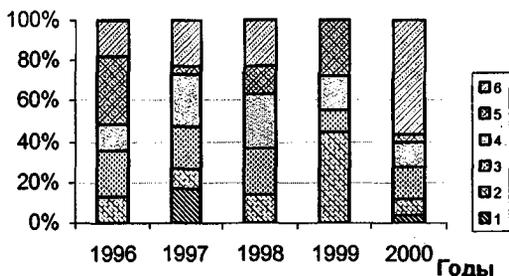


Рис. 3. Отказы турбинного оборудования

На рис. 4 представлены отказы основных элементов котла в 1996 и 2000 г.: 1 – водяной экономайзер; 2 – экраны; 3 – пароперегреватель; 4 – необогреваемые трубы; 5 – дренажи, импульсные трубки; 6 – арматура; 7 – тягодутьевые механизмы. Как видно из графиков, наиболее повреждаемые узлы у котлов – это экономайзеры и пароперегреватели. Распределение отказов между этими узлами по годам показано на рис. 5.

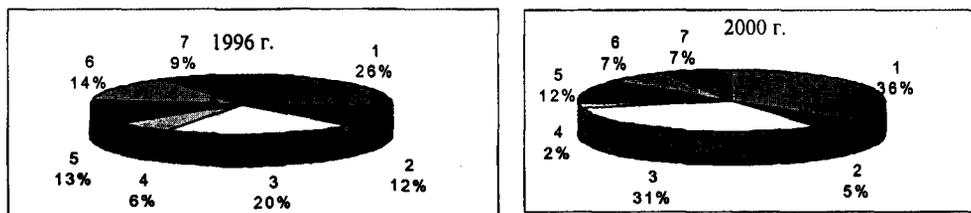


Рис. 4. Отказы котельного оборудования

Рис. 5. Распределение отказов между экономайзером и пароперегревателем



Сравнение технического состояния оборудования производилось, как уже отмечалось, с помощью кривых безразличия на основе методики [3] по данным отчетов инспекции по эксплуатации электростанций и сетей концерна «Белэнерго». В сравнительном анализе технического состояния приведены данные по десяти белорусским электростанциям. Данные по отказам оборудования взяты за период эксплуатации 1997–2001 гг. и представлены в виде среднего количества отказов за год на один условно работающий объект (котел или турбину), а за наработку оборудования принято количество часов, отработанных с момента пуска агрегата в эксплуатацию по 1.01.2002. Результаты расчета представлены в табл. 1, где каждой станции присвоен условный номер от 1 до 10. Затем определены обобщенные показатели тепломеханического оборудования ТЭС $A = \sqrt{\omega^2 + \tau^2}$. Итоговые значения представлены на рис. 6, где по оси абсцисс отложены показатели котельного оборудования, а по оси ординат – турбинного. Очевидно, что более высокие показатели свидетельствуют о низком уровне надежности оборудования электростанций. Турбинное оборудование электростанций № 4–8 отработало более 200 тыс. ч в среднем на одну турбину, а по отдельным агрегатам выработало парковый ресурс.

Таблица 1

Анализ технического состояния оборудования

Номер станции	Условная наработка турбин	Удельные отказы турбин	Условная наработка котлов	Удельные отказы котлов
1	0,49	0,19	0,66	0,40
2	0,41	1,00	0,23	0,21
3	0,71	0,35	0,72	0,21
4	0,74	0,99	0,74	0,30
5	0,74	0,29	0,92	0,14
6	0,82	0,46	1,00	0,27
7	1,00	0,64	0,88	0,30
8	0,75	0,64	0,78	0,83
9	0,63	0,48	0,44	1,00
10	0,24	0,91	0,30	0,26

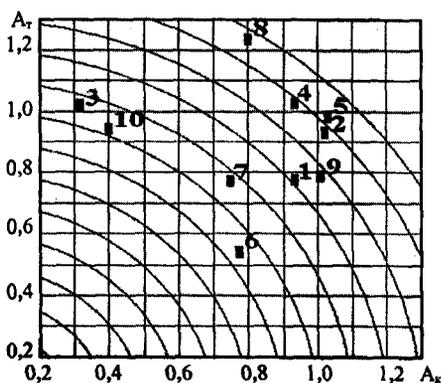


Рис. 6. Сравнение электростанций концерна «Белэнерго»

Анализ различных методов, предлагаемых для определения остаточного ресурса, свидетельствует о том, что в большинстве случаев для оценки ресурса необходимо обращение к истории объекта. Так, в соответствии с методикой [4] поврежденность оборудования к моменту времени T составит

$$\Pi = [\Pi_{\text{ст}}] + [\Pi_{\text{ц}}],$$

где $[\Pi_{\text{ст}}]$ – поврежденность от воздействия температур; $[\Pi_{\text{ц}}]$ – то же от воздействия циклических нагрузок.

Остаточный ресурс

$$[G] = (1 - \Pi)/\Pi_{cr},$$

где Π_{cr} – среднегодовая поврежденность.

Этот метод по определению остаточного ресурса применим при наличии полной информации об эксплуатации оборудования за весь период его работы. Но в силу объективных причин не всегда возможен полный учет всех параметров, необходимых для расчетной методики (температура, давление, циклы нагружений и др.), так как станции отработали значительный срок. Кроме того, нет уверенности в том, что с течением времени среднегодовая поврежденность будет оставаться на прежнем уровне. В связи с этим необходимо на новом оборудовании и оборудовании, отработавшем небольшой срок, внедрять полный комплекс контроля за параметрами, влияющими на надежность, в том числе составление электронных баз данных по каждому узлу.

Анализ табл. 1 показывает, что оборудование ряда электростанций, отработавших большой срок, имеет сравнительно неплохие показатели готовности и по показателю надежности может конкурировать с новым. На основании изложенных данных можно сделать вывод о возможности надежной эксплуатации оборудования, отработавшего парковый ресурс или приблизившегося к нему. Вместе с тем имеет место возрастание числа отказов, связанных со старением оборудования. Дальнейшая эксплуатация оборудования сверх паркового ресурса без замены элементов и проведения работ по оценке состояния металла приведет к повышенному риску.

ЛИТЕРАТУРА

1. **О б о с н о в а н и е** разработки нормативных характеристик надежности электростанций Республики Беларусь. Этап 1: Сбор базовой информации для расчета нормативных характеристик надежности энергооборудования Минских ТЭЦ-3 и ТЭЦ-4. – № г.р. 19962335. – Мн., 1996. – 82 с.
2. **О б о с н о в а н и е** разработки нормативных характеристик надежности электростанций Республики Беларусь. Этап 2: Сбор базовой информации для расчета нормативных характеристик надежности энергооборудования электростанций Минтопэнерго Беларуси. – № г.р. 19962335. – Мн., 1996. – 77 с.
3. **Б о р у ш к о А. П.** Энергосистема: Цель – качество. – Мн.: Вышэйш. шк., 1985. – 111 с.
4. **М е т о д и ч е с к и е** указания о порядке проведения работ при оценке индивидуального ресурса паровых турбин и продлении срока их эксплуатации сверх паркового ресурса. – РД 34.17.440–96. – М., 1996.