

УДК 621.311.22:621.039-049.32

В.Л. КАВЕРЦЕВ, канд. техн. наук; доц. НТУ «ХПИ»;
О.В. НАЛИЗКО, н.с. НТУ «ХПИ»;
Ю.Н. УСЫК, ст. преп. НТУ «ХПИ»

СТРУКТУРНАЯ СХЕМА ОРГАНИЗАЦИИ РЕМОНТНЫХ ЦИКЛОВ ЭНЕРГОБЛОКОВ ТЭС И АЭС С УЧЕТОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИАГНОСТИКИ ОБОРУДОВАНИЯ

В данной статье предлагается структурная схема ремонтных циклов энергоблоков ТЭС и АЭС, что учитывает данные о наработке на отказ разных частей оборудования за срок его эксплуатации

У даній статті пропонується структурна схема ремонтних циклів енергоблоків ТЕС і АЕС, що враховує дані про напрацювання на відмову різних частин устаткування за термін його експлуатації.

The flow diagram of repair cycles of power units of TES and AES, containing information about live time of different details of equipment in the term of his exploitation is offered in this article.

Система планово-предупредительных ремонтов оборудования энергоблоков ТЭС и АЭС была сформирована более 30 лет назад для условий жесткого централизованного планирования и управления, а ее выбор был обусловлен необходимостью обеспечения надежной эксплуатации оборудования в условиях минимального резерва энергетических мощностей, определяемого отставанием в то время развития электроэнергетики от потребностей промышленности.

В настоящее время в Украине в рыночных условиях актуальна разработка новых технологий и методов ремонтов, способных помочь электростанциям работать более эффективно и обеспечивать энергетическим объектам длительную и надежную эксплуатацию оборудования. При этом особое место занимают задачи рационального планирования и организации ремонтных работ на энергоблоках электростанций и расчета их коэффициентов готовности на основе результатов диагностики технического состояния оборудования. Решение этих задач в практике эксплуатации энергоблоков ТЭС и АЭС дает возможность повысить экономическую эффективность проведения ремонтных работ и определить оптимальный резерв мощности энергосистемы, необходимый для компенсации недовыработки электроэнергии из-за простоя энергоблоков во время ремонтов, обеспечив, таким образом, стабильность работы энергосистемы [1–3].

При планировании и проведении ремонта энергоблоков ТЭС и АЭС необходимо уделять особое внимание определению оптимального времени его выполнения, поскольку недовыработка электроэнергии энергоблока напрямую зависит от времени его простоя в ремонте, под которым понимается комплекс операций, необходимых для возобновления работоспособности энергоблока, его ресурса и его составляющих частей [4].

Рассматривая конкретные энергоблоки и их комплектующее оборудование, а также ресурс отдельных деталей и узлов, можно разработать систему ремонтных циклов. Нами предложена структурная схема организации ремонтных циклов для нескольких уровней моделей ремонтов, которая может быть описана соответствующим математическим выражением для любого оборудования энергоблока (рис. 1).

В представленной структурной схеме первый уровень включает в себя: 1 – котельную установку; 2 – турбинную установку; 3 – систему собственных нужд

енергоблока; 4 – открытое распределительное устройство; 5 – автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) и т.д.

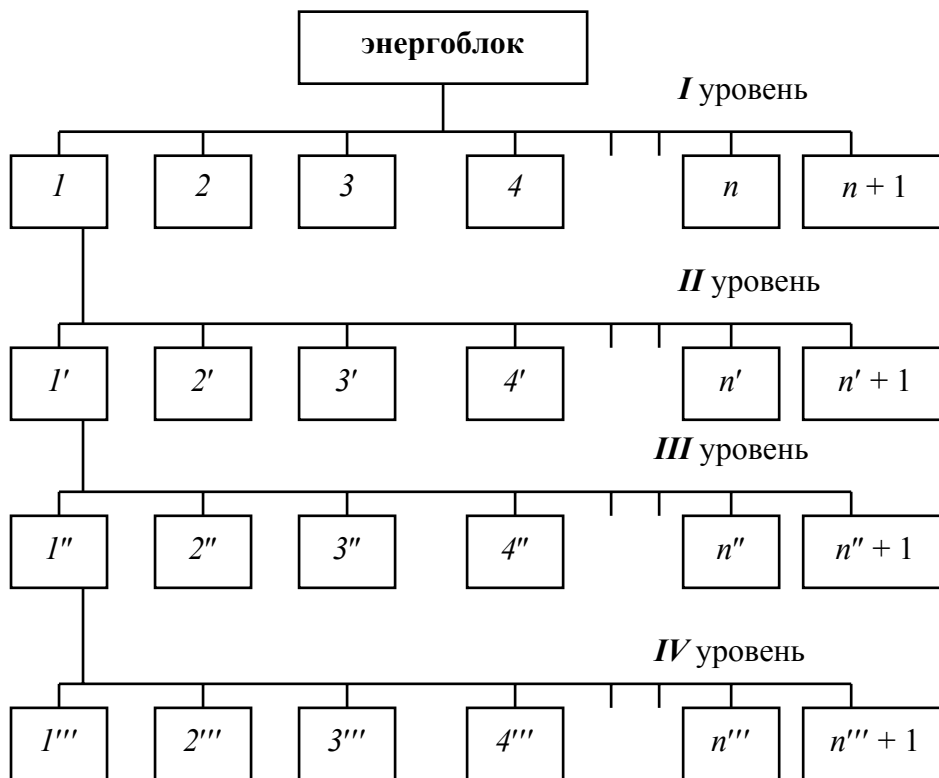


Рис. 1. Структурная схема организации ремонтных циклов для нескольких уровней моделей ремонтов энергоблоков ТЭС и АЭС

Второй уровень структурной схемы применительно, например, к котельной установке включает: 1' – котел; 2' – дымосос; 3' – дутьевой вентилятор; 4' – регенеративный воздухоподогреватель; 5' – мельницы и оборудование пылеприготовления и т.д.

Более низкий, третий уровень применительно к котлу включает: 1'' – поверхности нагрева; 2'' – технологические трубопроводы и арматура в пределах котла; 3'' – обмуровка и гарнитура; 4'' – горелочное устройство; 5'' – электросиловые кабели и система контрольно измерительных приборов и автоматики (КИПиА) и т.д.

Четвертый уровень для поверхностей нагрева котла включает: 1''' – экраны топки; 2''' – ширмы; 3''' – пароперегреватели; 4''' – водяной экономайзер; 5''' – воздухоподогреватель и т.д.

Применительно к турбинной установке ко второму уровню относятся следующие составляющие: 1' – турбина; 2' – турбогенератор; 3' – система регенерации низкого давления; 4' – система регенерации высокого давления; 5' – система охлаждения конденсаторов турбины и т.д.

К третьему уровню применительно к турбине относятся: 1'' – цилиндры турбины; 2'' – роторы турбины; 3'' – подшипники турбины; 4'' – опоры и т.д.

К четвертому уровню для цилиндров турбины относятся: 1''' – корпус цилиндра; 2''' – диафрагмы; 3''' – уплотнения; 4''' – обоймы диафрагмы и т.д. Аналогичным образом происходит разбиение для всех составляющих первого уровня.

В основе такого структурного разбиения на уровни может быть положен прогнозируемый ресурс работы деталей рассматриваемого вида оборудования, определенный на основании проведенной диагностики.

Не всегда показатель надежности работы отдельно взятого основного оборудования станции, относящегося к первому уровню предлагаемой структурной схемы ремонтных циклов (реактор, парогенератор, турбина), может быть гарантией надежности работы всего энергоблока. Это связано со многими причинами. Прежде всего, это качество проектных и компоновочных решений, принятых на стадии разработки рабочего проекта энергоблока, а также техническое состояние трубопроводов, вспомогательного оборудования различного назначения (насосы, подогреватели, арматура, электрическое оборудование, КИПиА и т.д.), которое зависит от качества изготовления, монтажа, уровня эксплуатации и обслуживания во время проведения ремонтных работ.

Из практики эксплуатации ТЭС и АЭС хорошо известны типичные ситуации, когда выход из строя какого либо элемента технологической схемы может привести, в лучшем случае, к работе энергоблока на пониженной нагрузке. В результате чего происходит недовыработка электроэнергии. Причины выхода из строя такого оборудования различны. Самые основные уже были упомянуты. Поэтому необходимо внедрение современных методов диагностики состояния оборудования, которые можно использовать как при проведении ремонтных работ, так и при работающем блоке, когда проектным решением предусмотрена группа оборудования, которая может находиться в простое, даже при полной нагрузке блока. При этом, проведя тщательную диагностику всех деталей этого оборудования, можно выявить дефекты, которые могут привести к выходу его из строя в процессе эксплуатации. После выявления дефектов принимаются два варианта решений: либо это оборудование заменяют, либо необходимо корректировать сроки проведения следующего ремонта с заменой дефектных деталей. В этом случае целесообразно применить структурный подход для создания математической модели оптимизации ремонтных циклов на основании данных о фактическом состоянии оборудования. При этом под ремонтными циклами понимается наиболее коротко повторяющиеся интервалы времени, в течение которого выполняются в определенной последовательности в соответствии с требованиями нормативно-технической документации все установленные виды ремонта.

Используя многоуровневый подход к оптимизации ремонтных циклов, можно сделать простой вывод, что выход из строя по причине некачественного ремонта любого узла технологической схемы энергоблока, например, насосной группы линии питательной воды, регулирующей или отсечной арматуры, главных трубопроводов и т.д., могут привести к нарушениям работы ТЭС или АЭС. Некачественно проведенный ремонт – это не только отражение соответствующего технологического и исполнительского уровня проведения ремонта, но и его организации, которая не всегда достаточно точно учитывает информационные данные о состоянии составляющих элементов того или иного оборудования. В этой части, в основном, учитывается только срок наработки на отказ по техническим данным, а не по фактическому состоянию. Фактическое состояние деталей оборудования можно определить только путем проведения тщательной диагностики. Поэтому при организации и планировании проведения ремонтов целесообразно использовать прогрессивные методы диагностики. Это позволит более точно прогнозировать возможные отказы оборудования и избегать дополнительных простоев блока и, как следствие, недовыработки им электроэнергии. В этой связи предлагается структурная схема ремонтных циклов с учетом

прогнозируемой наработки на отказ составляющих деталей оборудования энергоблока (рис. 2).

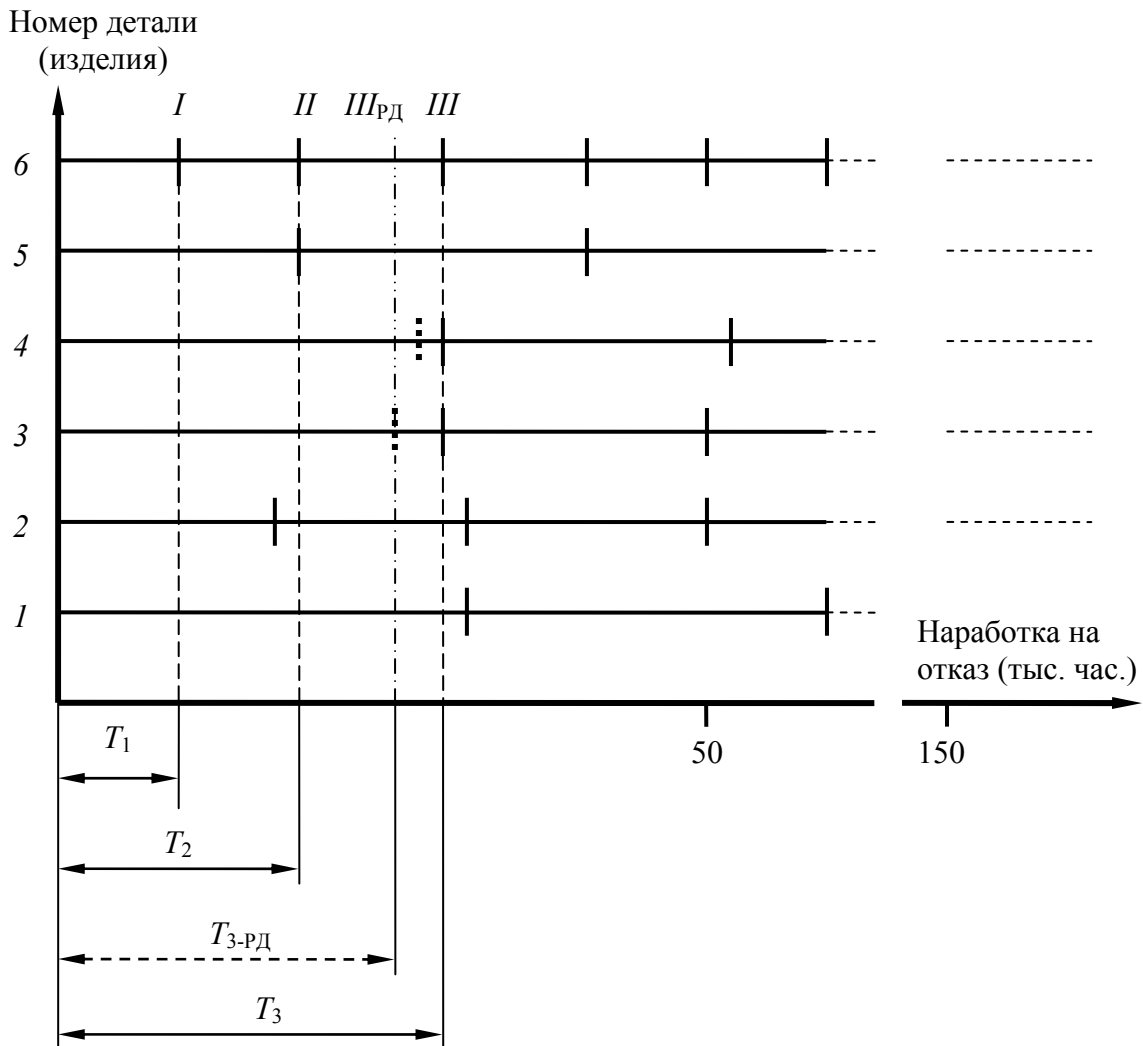


Рис. 2. Структурная схема ремонтных циклов оборудования

Здесь для каждой детали (1, 2...6) указаны свои отрезки времени наработки на отказ T_1 , T_2 и T_3 в соответствии с техническим паспортом завода-изготовителя.

С целью оптимизации проведения ремонта эти временные периоды ориентированы на наиболее короткие временные гарантийные сроки работы изделия 6 (I , II , III и т.д.). Все остальные участки гарантийного времени работы деталей (1–5) могут несколько не совпадать. Например, из схемы видно, что через время T_1 необходимо обратить внимание на деталь 6, через период T_2 на детали 6, 5, 2. Если в процесс ремонтного обслуживания ввести методы диагностики, которые покажут, что, например детали 4 и 3 по техническому состоянию не гарантируют работу времени T_3 , то необходимо его уточнить и определить новый прогнозируемый межремонтный период времени работы ($III_{РД}$) по результатам диагностики (РД) и соответственно изменить время наработки на отказ $T_{3-РД}$.

Применительно, например, к насосной группе, структурная схема ремонтных циклов, с учетом наработки на отказ различных деталей для каждого насоса рассматриваемой группы, требующего останова для их восстановления до

первоначальных (проектных) характеристик, может быть представлена комплекующей частью деталей: 1 – ротор насоса; 2 – уплотнение вала; 3 – подшипники; 4 – корпус; 5 – диски ступеней; 6 – концевые уплотнения и т.д. Все детали имеют различную наработку на отказ и по ним определяют периодичность и количество остановов насоса для восстановления деталей. Если по результатам диагностики установлено, что одна или несколько его деталей могут не проработать весь межремонтный период, тогда необходимо откорректировать график работы насосной группы на период эксплуатации энергоблока. Обычно проектом предусматривается резервирование работы насосов (один насос находится в эксплуатации, один в аварийном резерве, третий находится в ремонте).

По имеющимся данным можно оценить коэффициент готовности насоса (другого вида оборудования) по ремонтному обслуживанию

$$\eta_r = \frac{T_K - T_{\text{ПР}} - T_{\text{АР}}}{T_K}, \quad (1)$$

где T_K – рассматриваемый временной период. Как правило, это календарный год (К) (12 мес.);

$T_{\text{ПР}}$ – среднее время простоя (ПР), отнесенное к рассматриваемому периоду времени, связанное с проведением плановых ремонтов ;

$T_{\text{АР}}$ – вероятностный простой насоса в аварийно-восстановительном ремонте (АР) из-за низкого качества ремонта.

Величину $T_{\text{АР}}$ можно значительно сократить, если планировать и выполнять ремонт на основании фактических показателей по результатам проведения диагностики.

Если использовать структурную схему ремонтных циклов (рис. 1), то по аналогии с насосной группой можно оценить по формуле (1) коэффициент готовности для каждого уровня, и для энергоблока в целом, и создать математическую модель, описывающую изменение технического состояния и надежности работоспособного оборудования, а также времени, оставшегося до его отказа, с целью планирования сроков и длительности (продолжительности) ремонтов и расчета коэффициента готовности.

Такой подход к планированию продолжительности ремонтов энергоблоков ТЭС и АЭС позволяет более точно произвести расчеты экономических показателей в виде суммарных затрат (потерь) электростанции, связанных с ремонтами энергоблоков и значительно сократить их простои при ремонте.

Список литературы: 1. *Gardzilewicz, A.* The heat and flow diagnostic procedure leading to a steam turbine repair Plan [Text] / A. Gardzilewicz, A. Jefimow // Proc. 10th Conf. on Steam and Gas Turbines for Power and Cogeneration Plants. – Karlovy Vary (Czech. Rep.). – 1994. – P. 87-93. 2. *Gardzilewicz, A.* Thermal Diagnostics of Thermal Cycle Components on an Example of a Regenerative Heat Exchanger Rep. [Text] / A. Gardzilewicz, A. Jefimow // IFFM-PAS 256/94. – Gdansk (in Polish). – 1994. – P. 34-40. 3. *Giuch, J.* The analysis of performance of the turbine condenser with the prognosis of repair [Text] / J. Giuch, A. Gardzilewicz // Proc. of the International Joint Power Generation Conf. – Baltimore, Maryland (USA). – August 23-26, 1998. – V. 2. – P. 179-190. 4. Галузевий керівний документ (ГКД 34.20.661-2003) «Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж». Міністерство палива та енергетики України 2004.

© Каверцев В.Л., Нализко О.В., Усык Ю.Н., 2012
Поступила в редколлегию 15.02.12