DOI 10.5862/JEST/1
УДК 621.224.7

И.П. Иванченко, Г.И.Топаж, В.А. Щур

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ГИДРОТУРБИН СО СРОКОМ СЛУЖБЫ ВЫШЕ НОРМАТИВНОГО

I.P. Ivanchenko, G.I. Topazh, V.A. Schyr

RELIABILITY ESTIMATION FOR HYDRO-TURBINES WITH PROLONGED LIFETIME

Для количественной оценки надежности гидротурбин предложен физически обоснованный коэффициент оперативной готовности. Расчеты показали, что в зависимости изменения во времени коэффициентов готовности можно выделить три характерных участка: начальный период эксплуатации с пониженными значениями показателей надежности оборудования, период эксплуатации с максимальными значениями этих коэффициентов и период постепенного снижения показателей надежности оборудования. Предложена методика, позволяющая оценить целесообразность реконструкции гидротурбины по условию надежности.

ГИДРОТУРБИНА; НАДЕЖНОСТЬ; КОЭФФИЦИЕНТ ОПЕРАТИВНОЙ ГОТОВНОСТИ; СРОК СЛУЖБЫ; ГЕНЕРАТОРНЫЙ РЕЖИМ; РЕМОНТ; РЕЗЕРВ.

The original physically-grounded formulization of the operative readiness coefficient has been proposed as a quantitative index of hydro-turbine reliability. Computations of dynamics demonstrate that one can detect three typical periods of turbine exploitation: initial period with low reliability indices, period of normal exploitation with high indices and final period characterized by a gradual decrease in reliability. The proposed index is used in the special method which allows estimating the necessity of turbine reconstruction for reliability reasons. It is based on comparing the estimated value of the operative readiness coefficient for a hydro-power station (HPS) planned for reconstruction with the respective coefficient for the similar HPS. If such a value is less than the same one for the considered analogue HPS, it proves to be necessary to perform the reconstruction of the checked hydro turbine for reliability reasons.

HYDRO-TURBINE; RELIABILITY; COEFFICIENT OF OPERATIVE READINESS; LIFETIME; GENERATION MODE; REPAIR; RESERVE.

Введение

Вопросам надежности энергетического оборудования сегодня во всем мире уделяется повышенное внимание, что объясняется, прежде всего, экономическими соображениями. По опубликованным данным [1] ущерб от вынужденного простоя турбогенератора в течение 2–3 месяцев соизмерим с его первоначальной стоимостью. По оценкам американских специалистов повышение надежности гидростанций США на 1 % дает чистую прибыль около 125 млн долл. в год.

Повышение надежности и долговечности машин вообще и энергетических в частности — одна из важнейших задач человеческого обще-

ства. Актуальность этой проблемы для гидротурбин тем более очевидна, что моральное старение оборудования замедляется с годами. Действительно, по уровню гидравлического КПД и кавитационным качествам гидротурбины уже достигли в ряде случаев предельных значений, и поэтому необходимость их замены будет диктоваться в основном соображениями повышения надежности гидромашин. После развала СССР в России работало 98 крупных ГЭС общей мощностью 44 млн кВт, причем около 80 % из них уже выработали нормативный срок эксплуатации (30 лет) и требуют существенного ремонта и реконструкции. Для крупных ГЭС более эффективны модернизация и реконструкция существующего оборудования ГЭС, что по техническому эффекту может сравниться с вводом новой электростанции. При этом, прежде всего, необходимо оценить целесообразность проведения реконструкции рассматриваемой ГЭС, в частности выяснить фактические показатели ее эксплуатационной надежности и остаточного ресурса.

Ориентируясь на терминологию Академии наук [2] под «надежностью гидроагрегата» понимается его способность работать в режимах, предусмотренных техническими условиями, без снижения эксплуатационных показателей.

Нахождение количественных показателей надежности основано на статистической информации, получаемой при эксплуатации действующего оборудования. Опыт эксплуатации действующих гидроагрегатов является громадным по объему экспериментом с реальными условиями работы оборудования, который не может быть проведен ни в одной лаборатории.

В процессе эксплуатации гидроагрегата определяется целый ряд показателей, характеризующих надежность его работы, таких, как:

продолжительность $t_{\text{ген}}$ работы в генераторном режиме или коэффициент $K_{\text{ген}} = \dfrac{t_{\text{ген}}}{t_{\text{к}}}$, где $t_{\text{к}}$ — календарное время, час.;

продолжительность $t_{\text{СК}}$ работы в режиме синхронного компенсатора или коэффициент $K_{\text{СК}} = \dfrac{t_{\text{СК}}}{t_{к}}$;

продолжительность $t_{\text{рез}}$ нахождения в резерве, коэффициент $K_{\text{рез}} = \dfrac{t_{\text{рез}}}{t_{\text{к}}}$;

суммарный простой $\Sigma t_{\text{р}}$ в ремонте и плановый простой $t_{\text{р пл}}$ в ремонте.

В современных номенклатурных документах для количественной оценки надежности оборудования в основном используются коэффициент готовности $K_{\text{г}}$ и коэффициент оперативной готовности $K_{\text{о г}}$. Их определение базируется на времени готовности агрегата к работе и времени его простоя.

Коэффициент оперативной готовности определяется по формуле

$$K_{\text{о г}} = \frac{t_{\text{ген}} + t_{\text{СК}} + t_{\text{рез}}}{t_{\text{к}}} = \frac{t_{\text{рез}} - \sum t_{\text{р}}}{t_{\text{к}}}. \qquad (1)$$

Отличие коэффициента готовности $K_{\text{г}}$ от коэффициента $K_{\text{ог}}$ заключается только в том, что он подразделяет ремонты на плановые и вынужденные. С учетом плановости ремонтов коэффициент готовности может быть записан в следующем виде:

$$K_{\text{г}} = \frac{t_{\text{ген}} + t_{\text{СК}} + t_{\text{рез}}}{t_{\text{к}} - t_{\text{р пл}}}, \qquad (2)$$

где $t_{\text{р пл}}$ — продолжительность плановых ремонтов, час.

Действующие официальные нормы простоя гидроагрегатов в планово-предупредительных ремонтах были разработаны Минэнерго в советские годы [3].

Несомненными достоинствами коэффициента $K_{\text{о г}}$ являются простота его определения по отчетным материалам электростанций и возможность сравнения надежности разнообразных видов энергетического оборудования. В советские годы коэффициент $K_{\text{о г}}$ был одним из главных показателей отчетности об использовании гидроагрегатов действующих ГЭС страны.

Недостатком этого коэффициента можно считать то, что он не разделяет календарное время эксплуатации гидроагрегата на работу его в нагруженном генераторном режиме и на время нахождения в резерве или в режиме синхронного компенсатора, когда гидроагрегат практически не нагружен. Опыт эксплуатации действующих ГЭС со сроком службы выше нормативного показывает, что значения коэффициентов оперативной готовности, найденные по формуле (1), существенно различаются для разных гидроагрегатов и, как правило, полу-

ченные по этой формуле значения $K_{о\,г}$ значительно завышают фактическую надежность гидроагрегата.

Следует отметить, что в настоящее время отсутствует методика расчета, позволяющая достоверно оценить фактическую надежность гидротурбинного оборудования.

С учетом сказанного целью и основной задачей данной работы было развитие методики расчета надежности гидроагрегатов действующих ГЭС со сроком службы выше нормативного. Для решения этой задачи выполнены расчеты по оценке надежности работы более 20 гидроагрегатов действующих ГЭС на основе более обоснованного коэффициента их оперативной готовности, который учитывает только фактическое время работы гидроагрегата в генераторном режиме и время его простоя в ремонте.

Коэффициент оперативной готовности генераторного режима

Согласно структуре формул (1) и (2) одни и те же значения коэффициентов готовности $K_{о\,г}$ и $K_г$ могут быть получены за счет разных состояний агрегатов. На одних ГЭС (например, Иркутской) основное состояние машин — это генераторный режим (составляет 95 % календарного времени), полностью отсутствуют режим синхронного компенсатора и пребывание в резерве. Зато на Рыбинской ГЭС нахождение агрегатов в резерве превышает 40 % календарного времени. Совершенно очевидно, что одинаковые значения коэффициентов готовности в этих случаях должны оцениваться по-разному.

Определяющим надежность работы оборудования является генераторный режим, вызывающий накопление усталостных явлений в металле основных узлов. Чтобы подчеркнуть эту роль генераторного режима, в данной работе предложен дополнительный показатель оперативной готовности $K^*_{о\,г}$ генераторного режима, который, по нашему мнению, является более физически обоснованным для оценки надежности гидротурбины по сравнению с коэффициентом $K_{о\,г}$. Он представляет собой отношение общего времени $t_{ген}$ безотказной работы машины в генераторном режиме за межремонтный период $t_к$ к сумме $t_{ген}$ и суммарного времени ремонтов $\Sigma t_р$:

$$K^*_{о\,г} = \frac{t_{ген}}{t_{ген} + \sum t_р}, \qquad (3)$$

где $t_{ген}$ — общая продолжительность работы турбины в генераторном режиме за рассматриваемый межремонтный календарный период, час; $\Sigma t_р$ — общая продолжительность всех ремонтов турбины (текущие, капитальные) за рассматриваемый межремонтный период, час.

В общепринятой практике показатели надежности рассматриваются как случайные величины, а расчет их значений выполняется по отдельным годам. На малоагрегатных ГЭС такая обработка станционных сведений может дать искаженную картину о надежности оборудования: в годы проведения капитальных ремонтов надежность агрегатов оказывается значительно ниже, чем в остальное время. Например, осредненный по агрегатам коэффициент оперативной готовности оборудования Нарвской ГЭС (установлено три машины) составлял в 1979 году $K_{о\,г}$ = 0,974 (капитальных ремонтов не было), а в 1980 году был равен $K_{о\,г}$ = 0,739 (проводился капитальный ремонт одной из турбин).

Учитывая сказанное, обработка отчетных станционных сведений выполнялась нами при следующих условиях:

1. Показатели надежности гидроагрегата в разрезе календарного времени $t_к$ представляются дискретными функциями $K_{о\,г} = f(t_к)$, $K^*_{о\,г} = f(t_к)$ и $K_г = f(t_к)$, расчет которых ведется по отдельным периодам. Продолжительность периода отсчитывается от начала эксплуатации машины после i-го капитального ремонта до завершения (i+1)-го капитального ремонта. Каждый период учитывает все состояния гидроагрегата: продолжительность $t_{ген}$ работы в генераторном режиме; продолжительность работы $t_{ск}$ в режиме синхронного компенсатора; время $t_{рез}$ нахождения в резерве; общее время $\Sigma t_р$ простоя в ремонте.

2. Рассчитанные по формулам (1), (2) и (3) показатели надежности агрегата $K_{о\,г}$, $K^*_{о\,г}$ и $K_г$ считаются постоянными для всего рассматриваемого периода. В результате выполнения расчетов по всем периодам работы получаются ступенчатые графики $K_{о\,г} = f(t_к)$, $K^*_{о\,г} = f(t_к)$ и $K_г = f(t_к)$.

3. Каждый агрегат дает одну реализацию случайной дискретной функции (число реализаций

равно числу агрегатов на ГЭС). В результате осреднения этих реализаций по отдельным временным интервалам (например, через $\Delta t_к = 20 \cdot 10^3$ часов календарного времени) получаются функции $\bar{K}_{о\,г} = f(t_к)$, $\bar{K}^*_{о\,г} = f(t_к)$ и $\bar{K}_г = f(t_к)$, которые характеризуют надежность некоего условного гидроагрегата обследованной ГЭС.

В качестве иллюстрации на рисунке показаны функции $\bar{K}_{о\,г} = f(t_к)$ и $\bar{K}^*_{о\,г} = f(t_к)$ с начала эксплуатации до момента последнего обследования гидроагрегатов Нижегородской ГЭС. Представлены две группы машин. Агрегаты 1–4 работают в пиковой части графика электропотребления ($\bar{K}_{ген} = 0{,}38–0{,}40$) и большую часть времени находятся в резерве ($\bar{K}_{рез} = 0{,}51–0{,}56$). Агрегаты 5–8 эксплуатируются, наоборот, большую часть времени в генераторном режиме с небольшими мощностями ($\bar{K}_{ген} = 0{,}63–0{,}75$), поддерживая санитарный уровень в реке. В резерве они находятся значительно меньше, чем агрегаты первой группы. Коэффициенты готовности $\bar{K}_{о\,г}$ этих групп машин практически одинаковы, тогда как коэффициент $\bar{K}^*_{о\,г}$ существенно выше у машин второй группы.

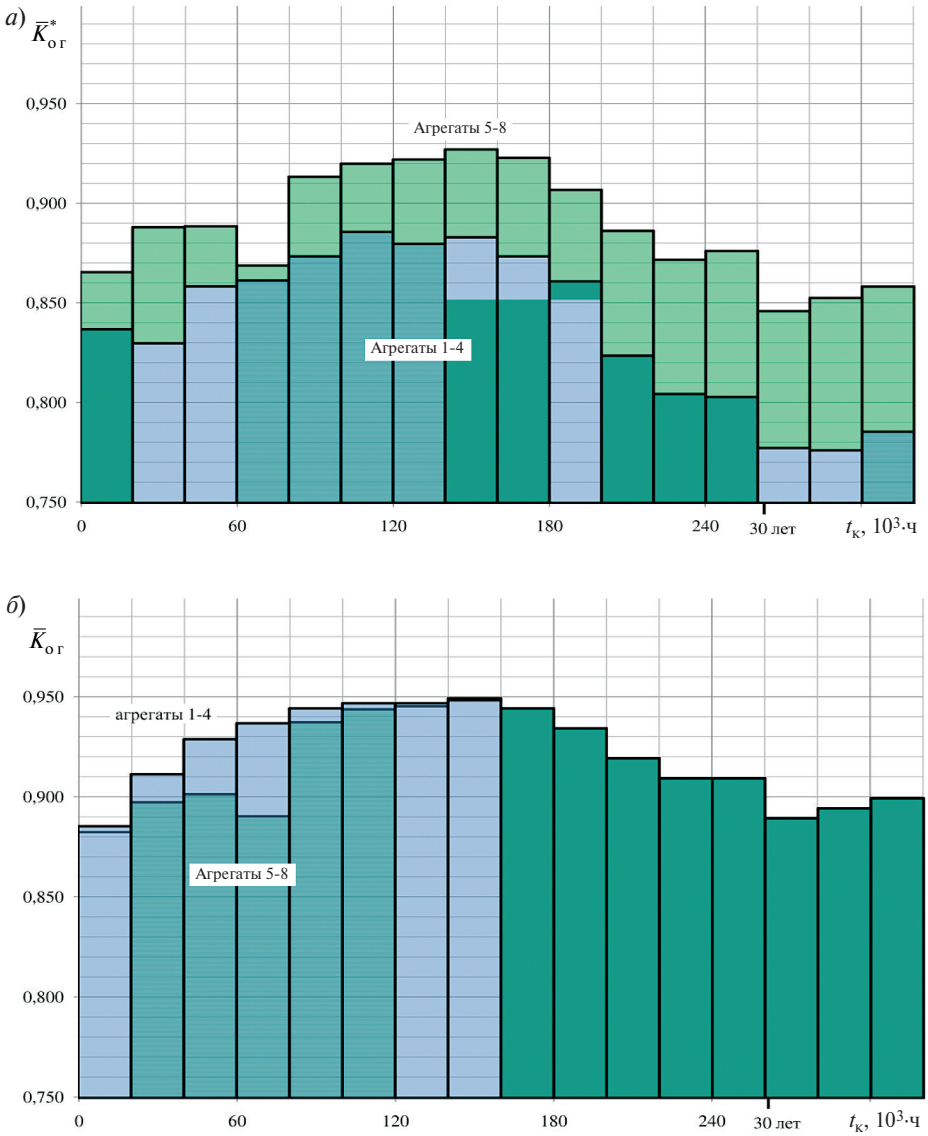

Рис. 1. Показатели надежности гидроагрегатов Нижегородской ГЭС с начала эксплуатации: *а* — коэффициент $\bar{K}^*_{о\,г} = f(t_к)$; *б* — коэффициент $\bar{K}_{о\,г} = f(t_к)$

Этот пример убедительно показывает, что при анализе надежности гидромашин коэффициент готовности $\bar{K}^*_{\text{о г}}$ является более информативным, чем коэффициент $\bar{K}^*_{\text{о г}}$.

В общем случае в графиках зависимостей показателей надежности гидромашин от календарного времени $t_{\text{к}}$ можно выделить три характерных участка (см. рис.):

начальный период эксплуатации с пониженными значениями показателей надежности оборудования;

период эксплуатации с максимальными значениями коэффициентов готовности;

период постепенного снижения показателей надежности оборудования.

Начальный период эксплуатации с низкой надежностью оборудования отмечался на большинстве действующих ГЭС, особенно при установке новых, неотработанных типов турбин и генераторов. В этот период проявляются дефекты изготовления и монтажа гидроагрегатов, ошибочные проектные решения, недостатки в подготовке эксплуатационного персонала.

По мере освоения оборудования надежность гидроагрегатов увеличивается, и через некоторое время показатели надежности $\bar{K}_{\text{г}}$, $\bar{K}_{\text{о г}}$ и $\bar{K}^*_{\text{о г}}$ достигают максимальных значений. По достигнутому максимальному уровню надежности агрегаты разнятся не только по ГЭС, но отличаются заметно даже внутри одной и той же ГЭС.

Наглядным примером могут служить гидротурбины ДнепроГЭС-I. После второй мировой войны на этой ГЭС были установлены три радиально-осевые машины (агрегаты 1–3) фирмы «Newpot-News» (США) Остальные восстановленные турбины (агрегаты 4–9) были советские, производства ЛМЗ [4]. Советский Союз не имел в то время опыта создания столь мощных гидротурбин, а культура производства уступала американской (сказывались отсутствие квалифицированной рабочей силы после войны, отсталость технологий производства и станочного парка). Преимущества американских машин в полной мере проявились в показателях надежности машин в последующие годы эксплуатации (табл. 1).

Показатели надежности американских машин ДнепроГЭС-I были всегда выше советских, хотя и работали больше по времени в генераторном режиме. К настоящему времени на ДнепроГЭС-I советские машины заменены, а американские продолжают эксплуатироваться при высоких показателях надежности.

В целом по достигнутым максимальным значениям показателей надежности отечественное гидротурбостроение соответствует мировому уровню. Подтверждением сказанному служат следующие данные.

Выборочное обследование 28 ГЭС в США за период с 1970 по 1980 год показало, что осредненное значение коэффициента оперативной готовности гидроагрегатов — $\bar{K}_{\text{о г}} = 0{,}95$, а у обратимых гидромашин — ниже и составляет $\bar{K}_{\text{о г}} = 0{,}85$ [5]. В Чехословакии анализировались суммарные наработки и простои гидромашин 23 ГЭС с начала их пуска до момента обследования; коэффициент их оперативной готовности $K_{\text{ог}}$ чаще всего был равен 0,92–0,95 [6]. Следует отметить, что ситуации с выходом гидроагрегатов на максимальный уровень

Таблица 1

Коэффициенты надежности $\bar{K}_{\text{о г}}$ и $\bar{K}^*_{\text{о г}}$ агрегатов ДнепроГЭС-I

Фирма	Коэффициенты	Значения коэффициентов надежности в разные периоды календарного времени $t_{\text{к}}$, 10^3 час·										
		40–60	60–80	80–100	100–120	120–140	140–160	160–180	180–200	200–220	220–240	240–260
ЛМЗ (СССР)	$\bar{K}_{\text{о г}}$	0,938	0,927	0,954	0,974	0,974	0,971	0,970	0,962	0,952	0,947	0,942
	$\bar{K}^*_{\text{о г}}$	0,928	0,901	0,927	0,959	0,959	0,956	0,957	0,943	0,918	0,890	0,870
Newpot-News (США)	$\bar{K}_{\text{о г}}$	0,961	0,972	0,975	0,982	0,982	0,979	0,976	0,968	0,956	0,982	0,983
	$\bar{K}^*_{\text{о г}}$	0,959	0,969	0,970	0,975	0,974	0,970	0,966	0,956	0,939	0,970	0,966

надежности существенно разнятся по времени для различных гидростанций. Так, высоконапорные гидротурбины Усть-Хантайской ГЭС достигли максимальной надежности только в последние пятнадцать лет, хотя к этому времени их срок службы превысил нормативный. На Иркутской ГЭС наивысшие показатели надежности $\bar{K}_{\text{о г}}$ были достигнуты по истечении нормативного срока службы. Этот факт свидетельствует о больших скрытых резервах в части повышения надежности гидроагрегатов и о хорошей адаптации созданных в советские годы машин к современным техническим достижениям.

Чаще всего гидроагрегаты с осевыми турбинами начинали выходить на максимальный уровень надежности после $t_{\text{к}} = 50 \cdot 10^3$ час.; причем основная масса машин выходила на высокие показатели $\bar{K}_{\text{г max}}$ и $\bar{K}_{\text{о г max}}$ во временном интервале $60 \cdot 10^3$–$120 \cdot 10^3$ час. Однако более типична тенденция постепенного снижения уровня надежности машин, но катастрофического его падения (когда прекращается эксплуатация машин) не наблюдалось ни на одной ГЭС даже после 30–50 лет эксплуатации. Снижение показателей надежности оборудования после длительного периода эксплуатации в гидротурбинах связано, как правило, с ростом отказов ресурсоопределяющих узлов. Хорошей организацией восстановительных ремонтных работ можно поддерживать надежность оборудования на высоком уровне очень долгое время. Работы этого направления были основой технической политики России в 90-е годы в гидроэнергетике.

Зарубежные исследования также подтверждают сохранение гидромашинами высокой надежности за пределами нормативного срока службы оборудования. По данным иностранных специалистов гидротурбины мощностью от 100 до 200 МВт со сроком службы 30–45 лет имели коэффициенты оперативной готовности $K_{\text{о г}} = 0{,}90$–$0{,}94$, а на турбинах мощностью до 50 МВт удавалось достигнуть $K_{\text{о г}} \geq 0{,}95$ даже после 60 лет эксплуатации. Сделанный в данной работе вывод противоречит бытующему в нашей стране мнению, что возраст машин играет определяющею роль в снижении ее надежности и что следует ожидать лавинообразного нарастания отказов оборудования после завершения нормативного срока службы [7, 8].

Следует отметить, что повышенная надежность оборудования ГЭС связана с особенностями применяемой Гидропроектом методики экономического обоснования мощности ГЭС, которая предопределяет наличие на ГЭС резерва, обеспечивающего поддержание ее гарантированных параметров [9]. Благодаря существующим резервам мощности, агрегаты эксплуатируются на большинстве ГЭС в генераторном режиме 50–70 % календарного времени. Наибольшее число часов работы в генераторном режиме на обследованных ГЭС имеют турбины Иркутской ГЭС ($\bar{K}_{\text{ген}} > 0{,}92$), а наименьшее — турбины Угличской ГЭС ($\bar{K}_{\text{ген}} = 0{,}2$–$0{,}3$). Ограниченное время работы агрегатов в генераторном режиме позволяет действующим машинам сохранять высокий уровень надежности (высокие значение $\bar{K}_{\text{о г}}$) даже на момент их реконструкции.

Методика оценки надежности работы гидроагрегатов

В нашей работе с целью развития методики оценки надежности гидроагрегатов действующих ГЭС были выполнены расчеты коэффициентов оперативной готовности $\bar{K}_{\text{о г}}$ и $\bar{K}^*_{\text{о г}}$ для двадцати ГЭС со сроком службы больше нормативного. Результаты этих расчетов представлены в табл. 2.

Представленные в табл. 2 коэффициенты оперативной готовности $\bar{K}^*_{\text{о г}}$ на момент замены оборудования могут быть приняты за базовые значения, при достижении которых на других ГЭС со сроком службы выше нормативного также целесообразно ставить вопрос о реконструкции машин по условию надежности. По существу, гидростанции, рассмотренные в табл. 2, являются ГЭС-аналогами для тех гидростанций, на которых ставится вопрос о замене оборудования по критерию надежности. Подбор ГЭС-аналога для рассматриваемой ГЭС должен осуществляться с учетом напора ($H_{\max}$) и продолжительности работы агрегатов в генераторном режиме ($\bar{K}_{\text{ген}}$). Если с учетом указанных условий коэффициент $\bar{K}^*_{\text{о г}}$ рассматриваемой ГЭС меньше коэффициента $\bar{K}^*_{\text{о г}}$ ГЭС-аналога, то целесообразно ставить вопрос о реконструкции гидротурбины рассматриваемой ГЭС по условию надежности.

Таблица 2

Значение коэффициентов оперативной готовности $\bar{K}_{\text{о г}}$ и $\bar{K}^*_{\text{о г}}$ гидроагрегатов.

Наименование ГЭС	Тип турбины	Проектные параметры турбины			Максимальные значения			Значения после $t_к \geq 200 \cdot 10^3$ ч		
		H_{max}, м	D_1, м	$N_т$, МВт	$t_к$, 10^3·ч	$K_{ген}$	$\bar{K}^*_{\text{о г}}$	$\bar{K}_{\text{о г}}$	$K_{ген}$	$\bar{K}^*_{\text{о г}}$
Угличская (агрегаты 1–2)	К-91	16	9	55	320	0,264	0,903	0.945	0,331	0,902
Рыбинская (агрегаты 1–6)		18	9	65	140	0,489	0,928	0.936	0,522	0,888
Кегумская (агрегаты 1–3)	KMW Швеция	15,9	4,87	18,85	60	0,829	0,946	0.939	0,480	0,904
Кайрак-Кумская (агрегаты 1–6)	ПЛ-495	24,5	5	20,9	80	0,611	0,890	0.902	0,568	0,870
Нарвская (агрегаты 1–3)		25	6,6	48	140	0,502	0,907	0.903	0,678	0,828
Цимлянская (агрегаты 1–4)		23,5	6,6	41,6	40	0,851	0,942	0.928	0,540	0,831
Камская (агр. 1–6)	ПЛ-510	21	5	21,8	100	0,650	0,926	0.916	0,500	0,864
(агрегаты 19–23)					100	0,361	0,903	0.928	0,558	0,897
Нижегородская (агрегаты 5–8)		18	9	59	160	0,642	0,928	0.916	0,608	0,859
Иркутская (агрегаты 1–8)	ПЛ-577	32	7,2	90	260	0,967	0,971	0.937	0,908	0,912
Волгоградская (агрегаты 1–22)	ПЛ-587	30	9,3	108,5	80	0,711	0,926	0.897	0,673	0.877
Жигулевская (агрегаты 1–20)		27	9,3	108,5	80	0,741	0,917	0.918	0,754	0,912
Дубоссарская (агрегаты 1–4)	Tampella Финляндия	11,5	3,9	10,5	200	0,900	0,945	0.920	0,797	0,872
Чир-Юртская (агрегаты 1–2)	ПЛ-642	45,3	3,7	36	260	0,850	0,937	0.888	0,750	0,874
Усть-Хантайская (агрегаты 1–7)	ПЛ-5а	55,5	4,1	65	200	0,787	0,916	0.865	0,787	0,829
ДнепроГЭС I (агрегаты 1–3) (агрегаты 4–9)	NN Америка	39,4	5,426	73,6	120	0,704	0,975	0.968	0,413	0,954
	РО-123	39,4	5,45	75	120	0,601	0,959	0.949	0,387	0,923
Нива-II (агрегаты 1–4)		37,5	2,5	15,3	300	0,931	0,954	0.933	0,928	0,928
Усть-Каменогорская (агрегаты1–4)		41,8	5,45	85	60	0,735	0,910	0.894	0,601	0,863
Нива-III (агрегаты 1–4)	РО-82	79	2,95	39	60	0,852	0,922	0.909	0,797	0,896
Риони (агрегаты 1–4)	РО-100	62	1,75	12,6	320	0,950	0,976	0.941	0,965	0,928
Красноярская (агрегаты 1–6)	РО-697	100,5	7,5	508	140	0,690	0,915	0.884	0,563	0,841
Земоавчальская (агрегаты 1–4)	Ф-140	24,12	1,95	3,2	440	0,887	0,970	0.954	0,835	0,949

Выполненный анализ надежности гидротурбин со сроком службы выше нормативного позволяет сделать следующие выводы:

Для оценки надежности гидротурбин следует использовать физически обоснованный коэффициент оперативной готовности $\bar{K}^*_{\text{о г}}$ генераторного режима.

В общем случае для зависимостей изменения во времени коэффициентов надежности $\bar{K}_{\text{г}} = f(t_{\text{к}})$, $\bar{K}^*_{\text{о г}} = f(\text{t}_{\text{к}})$ и $\bar{K}_{\text{о г}} = f(t_{\text{к}})$ характерны три участка: начальный период эксплуатации с пониженными значениями показателей надежности оборудования, период эксплуатации с максимальными значениями этих коэффициентов и период постепенного снижения показателей надежности оборудования.

Снижение со временем надежности гидроэнергетического оборудования (впрочем, как и всех объектов материального мира) подчиняется экспоненциальному закону [10]. Возраст гидротурбин не играет определяющей роли в снижении надежности оборудования, и после завершения его нормативного срока службы не происходит лавинообразного нарастания отказов оборудования.

3. Предложена методика, позволяющая оценить целесообразность реконструкции гидротурбины по условию надежности. Она основана на сопоставлении расчетных значений коэффициента оперативной готовности $\bar{K}^*_{\text{о г}}$ намеченной к реконструкции ГЭС с соответствующим коэффициентом $\bar{K}^*_{\text{о г}}$ ГЭС-аналога.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Быков В.М., Глебов И.А.** Научные основы анализа и прогнозирования надежности генераторов. Л.: Наука, 1984. 213 с.

2. Надежность систем энергетики: Сборник рекомендуемых терминов). М.: ИАЦ «Энергия», 2007. 192 с.

3. Справочник по эксплуатации и ремонту гидротурбинного оборудования / Под ред. Е.П. Штерна. М.: Энергоатомиздат, 1985.

4. **Ковалев Н.Н.** Новые турбины Днепровской ГЭС им.В.И. Ленина. М.-Л: Машгиз, 1951.

5. **Hartman O.** Reliability Improvements for Hydroplants in the USA // Int. Water Power and Dam Constr. 1984. № 1. P. 15–20.

6. **Parmo A.** Spolahlyvost technologicheho zariadenia hydroenergetike. Bull. EGU. 1983, P. 92, 71–86, 103, 105.

7. **Бойков А.И., Руденко А.П.** Состояние гидросилового оборудования на гидроэлектростанциях России // Гидротехническое строительство. 2012. №5. С. 54–57.

8. **Григорьев В.И.** Пути повышения надежности и долговечности гидротурбинного оборудования при реконструкции гидроэлектростанций // Гидротехническое строительство. 1994. №12. С. 6–9.

9. **Платов В.И.** Разработка предложений по концепции предотвращения аварий на энергетических объектах и в энергосистемах // Труды Гидропроекта. М., 1990. С. 78–84.

10. **Хан Г., Шапиро С.** Статические модели в инженерных задачах. М.: Мир, 1969. 390 с.

REFERENCES

1. **Bykov V.M., Glebov I.A.** Nauchnyye osnovy analiza i prognozirovaniya nadezhnosti generatorov.[Scientific basis of generator reliability analysis and forecasting]. L.: Nauka, 1984. 213 s. (rus.)

2. Nadezhnost sistem energetiki: Sbornik rekomenduyemykh terminov. [Reliability of Energy Systems: Glossary] M.: IATs «Energiya», 2007. 192 s. (rus.)

3. Spravochnik po ekspluatatsii i remontu gidroturbinnogo oborudovaniya / Pod red. Ye.P. Shterna [Handbook for the exploitation and repair of hydraulic turbine equipment] M.: Energoatomizdat. 1985. (rus.)

4. **Kovalev N.N.** Novyye turbiny Dneprovskoy GES im.V.I. Lenina [New turbines for Dnieper Hydro Power Station named after V.I. Lenin]. M.-L: Mashgiz, 1951. (rus.)

5. **Hartman O.** Reliability Improvements for Hydroplants in the USA. *Int. Water Power and Dam Constr*. 1984. № 1. P. 15–20.

6. **Parmo A.** Spolahlyvost technologicheho zariadenia hydroenergetike. *Bull. EGU*. 1983, P. 92, 71–86, 103, 105.

7. **Boykov A.I., Rudenko A.P.** Sostoyaniye gidrosilovogo oborudovaniya na gidroelektrostantsiyakh Rossi [State of hydropower equipment in Russian hydropower stations] *Gidrotekhnicheskoye stroitelstvo*. 2012. №5. C. 54–57. (rus.)

8. **Grigoryev V.I.** Puti povysheniya nadezhnosti i dolgovechnosti gidroturbinnogo oborudovaniya pri rekonstruktsii gidroelektrostantsiy.[Approaches for improving reliability and durability of hydraulic turbine equipment under reconstruction of hydroelectric plants] Gidrotekhnicheskoye stroitelstvo. 1994. №12. S. 6–9.

9. **Platov V.I.** Razrabotka predlozheniy po kontseptsii predotvrashcheniya avariy na energeticheskikh obyek-

takhiv. [Proposals on the concept of accident prevention at power stations and power systemsenergosistemakh]. *Trudy Gidroproyekta*. M., 1990. S. 78–84. (rus.)

10. **Khan G., Shapiro S.** Staticheskiye modeli v inzhenernykh zadachakh.[Static models in engineering problems]. M.: Mir, 1969, 390 s. (rus.)

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ИВАНЧЕНКО Игорь Петрович — кандидат технических наук заместитель заведующего отделом Научно-производственного объединения по проектированию энергетического оборудования. 191167, Санкт-Петербург, Атаманская ул., 3/6. E-mail: hydroturbo@ckti.ru

ТОПАЖ Григорий Ицкович — доктор технических наук профессор Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. 195251, Россия, г. Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29. E-mail: topaj@mail.ru

ЩУР Василий Алексеевич — заведующий лабораторией Научно-производственного объединения по проектированию энергетического оборудования. 191167. Санкт-Петербург, Атаманская ул., 3/6. E-mail: schvas@gmail.ru

AUTHORS

IVANCHENKO Igor' P. — Scienyific and Development Association on Design of Power Eguipment. 3/6, Atamanskaya str, St-Peterburg, 191167, Russia. E-mail: hydroturbo@ckti.ru

TOPAZH Grigorii I. — Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University. 29 Politechnicheskaya St., St. Petersburg, 195251, Russia. E-mail: topaj@mail.ru

SHYR Vasilii A. — Scientific and Development Association on Design of Power Eguipment. 3/6, Atamanskaya str., St-Peterburg, 191167, Russia. E-mail: schvas@gmail.ru

© Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 2015