



КОМПЛЕКСНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ ГИДРОАГРЕГАТОВ

К.т.н. Иванченко И.П.¹, Прокопенко А.Н.¹ (ОАО «НПО ЦКТИ»)

АННОТАЦИЯ. Представлено понятие надежности гидроагрегата, на основе статистических данных получены комплексные показатели надежности для гидроагрегатов с осевыми и радиально-осевыми турбинами, рекомендуемые для использования в качестве базовых аналогов надежности вновь создаваемого оборудования.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: гидравлические турбины, надежность гидроагрегата, график нагрузки энергосистемы, срок службы, комплексные показатели надежности, коэффициент технического использования, коэффициент готовности.

Вопросам надежности энергетического оборудования уделяется сегодня повышенное внимание во всем мире, что объясняется, прежде всего, экономическими соображениями. Надежность оборудования закладывается при его проектировании и монтаже, а в процессе эксплуатации надежность только расходуется и восстанавливается (не всегда полностью) при ремонтах. Экономическая эффективность создаваемых энергетических машин реализуется, в основном, не в сфере производства, а в сфере эксплуатации. Наибольшей эффективностью в эксплуатации обладают сегодня агрегаты не большей единичной мощности, а большей надежности. По литературным данным [1] ущерб от вынужденного простоя турбогенератора в течение 2÷3 месяцев соизмерим с его первоначальной стоимостью даже при отсутствии недоотпуска энергии потребителю. Это соответствует вынужденным простоям агрегата длительностью 60÷100 ч в год. По оценкам американских специалистов повышение надежности гидростанций на 1% дает чистую прибыль около 125 млн. долл. в год.

Повышение надежности и долговечности машин вообще, и энергетических в частности, является одной из важнейших задач человеческого общества. Для гидротурбин актуальность этой проблемы тем более очевидна, что моральное старение оборудования замедляется с годами. Действительно, по уровню гидравлического КПД и кавитационным качествам гидротурбины уже достигли в ряде случаев своих предельных значений, и поэтому необходимость их замены будет диктоваться, в основном, соображениями повышения надежности гидромашин.

По терминологии Академии Наук [2] под «надежностью гидроагрегата» следует понимать его способность работать в режимах, предусмотренных техническими условиями, без снижения эксплуатационных показателей. Надежность связывается здесь со стабильностью эксплуатационных характеристик гидроагрегата. Однако характеристики гидромашин даже одной ГЭС могут значительно различаться между собой. Один агрегат имеет, на-

пример, повышенный уровень вибраций опорных узлов, другой – эксплуатируется с кавитационными ограничениями мощности, третий – переведен в пропеллерный режим и т. д. Они не обладают должной надежностью в приведенной трактовке. Но общим в перечисленных случаях является то, что гидроагрегаты выполняют свою главную функцию – участвуют в покрытии графика электропотребления. Исходя из этой основной функции, **под «надежностью гидроагрегата» понимается в дальнейшем его вероятностная способность участвовать в покрытии графика нагрузки энергосистемы.** В такой постановке не учитывается, что отдельные машины работают с КПД ниже проектного, имеют ограничения номинальной мощности (из-за повышенных вибраций опорных узлов, кавитационного воздействия или переведены в пропеллерный режим) и т.д.

Изучение надежности турбин основано на анализе статистической информации, получаемой из опыта эксплуатации действующего оборудования. Опыт эксплуатации является громадным по объему экспериментом с реальными условиями работы оборудования, который не может быть воспроизведен ни в одной лаборатории. В этом опыте находят свое отражение все определяющие надежность гидроагрегата факторы: проектирование, изготовление, монтаж, условия эксплуатации и ремонта.

В технической литературе [3] надежность оборудования оценивается целым рядом показателей, одни из которых считаются основными, а другие – дополнительными. К основным показателям относятся: полный срок службы, в годах; срок службы между капитальными ремонтами, в ч; безотказная наработка, в ч; коэффициент технического использования $K_{т.и}$. Группу дополнительных показателей составляют: срок службы до первого капитального ремонта, в ч; наработка в генераторном режиме и режиме синхронного компенсатора до первого капитального ремонта и между капитальными ремонтами, в ч; трудоемкость капитального ремонта, в чел.-ч; удельная суммарная трудоемкость на один год ремонтного цикла, в нормо-часах/тыс.ч; коэффициент готовности K_g . Большинство из перечисленных показателей или не связаны напрямую

¹ 191167, г. Санкт-Петербург, ул. Атаманская, д.3/6

с характеристиками надежности, или не являются вообще таковыми. Нарботка турбины в генераторном режиме и режиме синхронного компенсатора описывают режимные условия работы оборудования, полный срок службы есть характеристика долговечности машины, а трудоемкость капитального ремонта определяет ремонтпригодность и так далее. Непосредственное отношение к надежности гидроагрегатов имеют только две характеристики: коэффициент готовности K_r и коэффициент технического использования (оперативной готовности) $K_{т.и}$. Исходными данными для расчета этих комплексных показателей надежности гидроагрегата являются: продолжительность работы в генераторном режиме $t_{ген}$; продолжительность работы в режиме синхронного компенсатора $t_{ск}$; продолжительность нахождения в резерве $t_{рез}$; суммарный простой в ремонте $\sum t_p$; плановый простой в ремонте $t_{п.пл}$.

Коэффициент технического использования агрегата определяется по формуле:

$$K_{т.и} = \frac{t_{ген} + t_{ск} + t_{рез}}{t_k} = \frac{t_k - \sum t_p}{t_k}, \quad (1)$$

где t_k – календарное время в ч.

Этот коэффициент показывает вероятность нахождения агрегата в работоспособном состоянии за рассматриваемый календарный период эксплуатации. Несомненными достоинствами $K_{т.и}$ является простота его определения по отчетным материалам электростанций и возможность объективного сравнения надежности разнообразных видов энергетического оборудования. Недостатком показателя $K_{т.и}$ является то, что он не подразделяет ремонты на плановые и вынужденные. С учетом плановости ремонтов коэффициент готовности K_r может быть записан в следующем виде:

$$K_r = \frac{t_{ген} + t_{ск} + t_{рез}}{t_k - t_{п.пл}}, \quad (2)$$

где $t_{п.пл}$ – продолжительность плановых ремонтов в ч.

Коэффициент K_r всегда больше по величине, чем $K_{т.и}$:

$$K_r = \frac{K_{т.и}}{\left(1 - \frac{t_{п.пл}}{t_k}\right)}.$$

Разница в абсолютных значениях коэффициентов K_r и $K_{т.и}$ находится, как правило, в пределах $0,03 \div 0,04$.

Действующие сегодня официальные нормы простоя гидроагрегатов в плано-предупредительных ремонтах были разработаны Минэнерго в советские годы [4]. Простой агрегата в ремонте установлен в них в зависимости от типа турбины, диаметра

рабочего колеса и мощности. Рекомендации этих норм положены в основу оценок продолжительности плановых работ $t_{п.пл}$ и расчета коэффициента K_r по формуле (2).

Коэффициент готовности K_r показывает вероятность застать агрегат в любой момент времени в работоспособном состоянии, кроме периода планируемых ремонтов. Тогда противоположным событием работоспособного агрегата будет его вынужденный простой, а вероятность этого события (аварийность) составит $q = (1 - K_r)$. Равнозначным выражением для определения q является зависимость:

$$q = \frac{t_b}{t_k - t_{п.пл}},$$

где t_b – продолжительность вынужденных простоев агрегата ($t_b = \sum t_p - t_{п.пл}$).

Превышение фактической продолжительности ремонта гидроагрегата над нормативом ($t_{п.пл}$) рассматривается как вынужденный (аварийный) простой оборудования. В таком подходе к определению вынужденных простоев t_b имеются тонкости, с которыми надо считаться.

На многих ГЭС проводились и проводятся работы, связанные с реконструкцией оборудования. Время реконструкции $t_{рек}$ не следует учитывать, когда реконструкция связана с изменением проектных показателей оборудования, например, увеличением установленной мощности агрегата, внедрением непредусмотренного проектом режима синхронного компенсатора и т.д. В этом случае время вынужденных простоев будет равно:

$$t_b = \sum t_p - t_{п.пл} - t_{рек}.$$

В то же время реконструкция, связанная с доводкой агрегата до проектных параметров (замена лопастей из-за их поломок или больших кавитационных повреждений, реконструкция уплотнений, облицовка цапф лопаток направляющего аппарата, замена или установка дополнительного подшипника и т.д.), должна рассматриваться как вынужденное мероприятие, удлиняющее продолжительность ремонтных работ. Затраченное на реконструкцию время $t_{рек}$ не должно исключаться из общей продолжительности $\sum t_p$.

Показатели надежности $K_{т.и} = f(t_k)$ и $K_r = f(t_k)$ рассчитываются 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 агрегата: продолжительность работы в генераторном режиме $t_{ген}$; продолжительность работы в режиме синхронного компенсатора $t_{ск}$; время нахождения в резерве $t_{рез}$; общее время простоя в ремонте $\sum t_p$. Полученные показатели надежности агрегата счи-

Таблица 1. Показатели надежности гидроагрегатов с осевыми турбинами (максимальные и после срока службы $t_k \geq 200 \cdot 10^3$ ч).

Наименование ГЭС	Тип турбины	Параметры турбины			Максимальные значения			После $t_k \geq 200 \cdot 10^3$ ч		
		$N_{\text{макс}}$ М	D_1 , М	N_e , МВт	t_k , ч·10 ³	\bar{K}_r	$\bar{K}_{\text{т.и}}$	t_k , ч·10 ³	\bar{K}_r	$\bar{K}_{\text{т.и}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Саратовская	ПЛ-661	14,7	10,3	59,3	60	0,977	0,925			
Воткинская: 2.1. агрегаты 1,2,9,10 2.2. агрегаты 3-8		23,5	9,3	107,0	70 100	0,996 0,995	0,950 0,946			
Днепродзержинская		12,5	9,3	45,4	110	0,983	0,939			
Кременчугская		16,9	8,0	58,0	50	0,998	0,948			
Каунасская		20,0	5,0	23,4	80	0,974	0,937			
Борисоглебская		20,1	5,0	29,0	110	0,958	0,921			
Выгостровская		14,4	5,5	20,8	70	1,000	0,971			
Беломорская		9,3	5,5	8,2	120	1,000	0,975			
Путкинская		23,2	5,0	29,0	90	0,949	0,911			
Палакоргская		11,8	5,5	10,2	90	0,997	0,965			
Нижегородская	ПЛ-510	18,0	9,0	59,0	90	0,999	0,950	320	0,935	0,900
Камская 12.1. агрегаты 1-6 12.2. агрегаты 19-23		21,0	5,0	21,8	80 80	0,985 0,997	0,948 0,961	250 210	0,954 0,967	0,921 0,936
Рыбинская	ПЛ-91	18,0	9,0	65,0	120	0,997	0,962	310	0,979	0,935
Угличская		14,5	9,0	55,0	290	1,000	0,972	360	1,000	0,964
Новосибирская	ПЛ-548	19,8	8,0	58,6	140	0,959	0,907			
Каховская		16,5	8,0	51,8	130	1,000	0,968			
Нарвская	ПЛ-495	25,0	6,6	48,0	130	0,994	0,951	250	0,900	0,859
Цимлянская		23,5	6,6	41,6	10	0,998	0,957	250	0,930	0,890
Кайрак-Кумская		24,5	5,0	26,0	60	0,976	0,929			
Кегумская	ПЛ-454	15,9	4,875	18,85	40	0,997	0,957	300	0,987	0,949
Волгоградская	ПЛ-587	30,0	9,3	108,5	80	0,991	0,956	200	0,969	0,934
Жигулевская		27,0	9,3	108,5	70	0,988	0,935	200	0,962	0,927
Иркутская	ПЛ-577	32,0	7,2	90,0	100	0,995	0,951			
Ондская		32,5	3,7	25,3	200	0,985	0,956	200	0,985	0,956
Иовская		36,0	4,5	41,5	100	0,942	0,909			
Кумская		38,0	4,5	41,5	50	0,950	0,918			
Уч-Курганская		36,0	5,0	45,5	50	0,982	0,937			
Вилуйская	ПЛ-5а	68,0	8,0	79,5	80	0,893	0,850			
Усть-Хантайская		55,5	8,0	65,0	200	0,968	0,928	200	0,968	0,928
Мамаканская	ПЛ-642	46,4	3,0	22,2	150	0,947	0,912			
Верхне-Тулумская	ПЛ-646	62,0	8,0	58,7	110	0,949	0,920			
Серебрянская ГЭС-I	ПЛ ₂ -642	82,7	3,6	68,3	70	0,885	0,848			
Серебрянская ГЭС-II		63,7	3,6	54,0	90	0,954	0,928			
ДнепроГЭС-II	ПР	38,3	6,8	120,0	50	0,977	0,935			
Зейская	ПЛД	97,3	6,0	220	25	0,950	0,915			

таются постоянными для всего рассматриваемого периода.

Каждый агрегат дает одну реализацию дискретных функций $K_{\text{т.и}} = f(t_k)$ и $K_r = f(t_k)$ (число реализаций равно числу агрегатов на ГЭС). В результате осреднения этих реализаций по отдельным временным интервалам (например, через $\Delta t_k = 10 \cdot 10^3$ ч календарного времени) получают функции $\bar{K}_{\text{т.и}} = f(t_k)$ и $\bar{K}_r = f(t_k)$, которые характери-

зуют надежность некоего условного гидроагрегата обследованной ГЭС.

Показатели надежности непрерывно изменяются во времени. В общем случае в зависимостях $\bar{K}_r = f(t_k)$ и $\bar{K}_{\text{т.и}} = f(t_k)$ можно выделить три характерных участка: начальный период эксплуатации с пониженными значениями надежности оборудования; период эксплуатации с максимальными значениями коэффициентов готовности \bar{K}_r и

Таблица 2. Показатели надежности гидроагрегатов с радиально-осевыми турбинами (максимальные и после срока службы $t_k \geq 200 \cdot 10^3$ ч).

Наименование ГЭС	Тип турбины	Параметры турбины			Максимальные значения			После $t_k \geq 200 \cdot 10^3$ ч		
		$N_{\text{макс}}$ М	D_1 , М	$N_{\text{т}}$, МВт	t_k , ч $\cdot 10^3$	\bar{K}_r	$\bar{K}_{\text{т.и}}$	t_k , ч $\cdot 10^3$	\bar{K}_r	$\bar{K}_{\text{т.и}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Братская: 1.1 агрегаты 1 – 6 1.2 агрегаты 7 – 8 1.3 агрегаты 9 – 14 1.4 агрегаты 15 – 18	РО-115	106,0	5,5	230	120	0,974	0,929			
					80	0,954	0,918			
					130	0,981	0,933			
					100	0,958	0,916			
Красноярская: 2.1 агрегаты 1 – 6 2.2 агрегаты 7 – 12		100,5	7,5	508	70	0,942	0,892			
					50	0,928	0,877			
Плявиньская	РО-45	40,0	6,0	85	100	0,985	0,946			
Чарвакская	РО-170	148,6	4,1	155	40	0,930	0,886			
ДнепроГЭС-I	РО-123	39,4	5,45	75	140	0,999	0,971	250	0,974	0,942
Усть-Каменогорская	РО-123	41,8	5,45	85	300	0,987	0,943	380	0,972	0,928
Нива-3	РО-82	79,0	2,95		170	0,942	0,921	260	0,942	0,920
Бухтарминская	РО-211	65,5	4,1	77	60	0,963	0,921			
Гюмушская	РО-246	290,3	2,65	57	150	0,936	0,909	220	0,922	0,895
Усть-Илимская	РО-115	90,0	5,5	245	30	0,982	0,918			
Нурекская	РО-310	27,5	4,75	345	30	0,957	0,918			
Волховская	РО-10	12,0	4,5	8,6						
Нива-2	РО-123	37,5	2,5	15,3	30	0,977	0,928			
Канакерская		173,2		26,0	130	0,987	0,940	330	0,948	0,915
Вилуйская	РО-75	67,0	4,5	88	80	0,967	0,927			

$\bar{K}_{\text{т.и}}$; период постепенного снижения надежности оборудования. Начальный период эксплуатации с низкой надежностью оборудования отмечался на многих действующих ГЭС. В этот период проявлялись дефекты изготовления и монтажа гидроагрегатов, ошибочные проектные решения, недостатки в подготовке эксплуатационного персонала. По мере освоения оборудования надежность гидроагрегатов росла, и через некоторое время показатели надежности достигали наибольших значений. Максимальные значения $\bar{K}_{\text{г.макс}}$ и $\bar{K}_{\text{т.и.макс}}$ и календарное время t_k их достижения указаны по обследованным ГЭС в табл. 1 и табл. 2 соответственно для осевых и радиально-осевых турбин. Они отражают тот предельный уровень надежности, который удалось получить на ГЭС после завершения доводочных работ. По максимальным значениям показателей надежности отечественные гидроагрегаты соответствует мировому уровню.

Представленные в таблицах данные могут использоваться для прогнозной оценки надежности вновь создаваемого оборудования в качестве базовых аналогов.

Ситуации с выходом гидроагрегатов на максимальный уровень надежности также разнятся по гидростанциям. Чаще всего гидроагрегаты достигали максимальной надежности после $t_k = 50 \cdot 10^3$ ч; причем основная масса машин во временном интервале ($60 \cdot 10^3 - 120 \cdot 10^3$) ч. Продолжительность периода работы турбин с максимальными показателями надежности зависит от многих факторов и, естественно, различна для разных ГЭС. Наиболее

типичная картина заключается в постепенном снижении показателей надежности машин. Несмотря на обозначившийся процесс снижения надежности гидроагрегатов с длительным сроком службы, катастрофического его падения не наблюдается (табл. 1 и 2).

Поддержание надежности оборудования с большим сроком службы на высоком уровне требует больших усилий от эксплуатации действующих ГЭС. По статистическим данным трудозатраты на ремонт радиально-осевых турбин определяются, в основном, рабочим колесом, а трудозатраты на ремонт осевых машин – рабочим колесом и камерой.

Вывод

Впервые в отечественной практике получены фактические данные о комплексных показателях надежности действующих реактивных гидротурбин разных типов. Эти показатели рекомендуется использовать в качестве базовых аналогов надежности вновь создаваемого оборудования.

Литература

1. Быков В.М., Глебов И.А. Научные основы анализа и прогнозирования надежности генераторов. Л.: Наука, 1984, с. 213.
2. Надежность систем энергетики (Терминология). М.: Наука, Вып. 95, 21, 1980.
3. ГОСТ 4425-86. Турбины гидравлические. Номенклатура показателей.
4. Справочник по эксплуатации и ремонту гидротурбинного оборудования / под ред. Штерна Е.П. М.: Энергоатомиздат, 1985, с. 259.