

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЕРЕМЕННОЙ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГИДРОТУРБИН

© 2012 И.П. Иванченко, В.А. Щур

ОАО «НПО ЦКТИ», г. Санкт-Петербург

Поступила в редакцию 16.03.2012

Представлены результаты расчетного исследования возможности использования переменной частоты вращения гидроагрегатов для увеличения выработки электроэнергии на существующих ГЭС и для расширения регулировочного диапазона по мощности. Расчёты велись на основании реальных режимных условий работы ГЭС.

Ключевые слова: гидравлическая турбина, переменная частота вращения, рабочее колесо, пульсации потока, выработка электроэнергии, регулировочный диапазон, напор, мощность

Гидравлические турбины относятся к категории консервативных машин. Достигнутый сегодня максимальный уровень КПД гидротурбин очень высок. Для осевых машин он составляет 94-95%, а для радиально-осевых достигает 96-97%. Однако этот высокий уровень имеет место только для ограниченной зоны режимов турбин. Реальные машины эксплуатируются, как правило, в очень широком диапазоне изменений напоров и мощности, поэтому для повышения эффективности использования водотока надо стремиться к высоким КПД машины во всем массиве режимов ее работы. Выполнить эту задачу позволяет применение генераторов с переменной частотой вращения. Второй важной проблемой гидротурбостроения является расширение регулировочного мощностного диапазона машин с жесткозакрепленными лопастями (радиально-осевые и пропеллерные турбины). На оптимальных по КПД режимах соотношение относительной скорости потока w_2 и переносной (окружной) скорости u_2 на выходе с лопасти таково, что абсолютная скорость потока c_2 имеет только осевое направление. Кинетическая энергия потока преобразуется в этом случае отсасывающей трубой в дополнительное разрежение под рабочим колесом, что приводит к увеличению напора турбины. На частичных мощностях это соотношение скоростей нарушается. Появляется окружная составляющая скорости cu_2 (проекция абсолютной скорости c_2 на направление u_2), которая вызывает закрутку потока за рабочим колесом. Скоростная энергия не восстанавливается отсасывающей трубой и идет на вредное воздействие. Сходящий с выходных кромок лопастей закрученный поток сливается за рабочим колесом

в один мощный концентрированный «жгут», который обязательно замыкается на стенках отсасывающей трубы. Основные неприятности на режимах с «жгутовыми» пульсациями потока связаны с большими перемещениями рабочего колеса, что может приводить к его задеванию за камеру. Поэтому работа гидротурбин на неблагоприятных гидравлических режимах запрещена. Соответствующее ограничение на работу турбины с частичными мощностями задается заводом-изготовителем оборудования на эксплуатационной характеристике $H-N_T$. Рассмотрим практические примеры расширения регулировочного диапазона реактивных гидротурбин с жесткозакрепленными лопастями.

Принцип выхода гидротурбины с переменной частотой вращения из зоны недопустимых пульсаций потока. Рассмотрим выход пропеллерной турбины из области недопустимых вибраций на частичных мощностях путем использования переменной частоты вращения на примере гидромашин Чебоксарской ГЭС. Гидротурбина имеет диаметр рабочего колеса $D_1=10,0$ м; синхронную частоту вращения $n_c=57,7$ мин⁻¹ и в поворотно-лопастном исполнении развивает мощность $N_T=80,5$ МВт при расчетном напоре $H_{Tp}=12,4$ м. В пропеллерном режиме оптимального угла разворота лопастей ($\varphi=17,5^\circ$) выдаваемая турбиной мощность будет, естественно, меньше номинальной. Эксплуатационная характеристика пропеллерной турбины, построенная по данным модельных испытаний, показана для оптимального угла разворота $\varphi=17,5^\circ$ на рис. 2.

В соответствии с проектом эксплуатация турбин Чебоксарской ГЭС должна была вестись при напорах $H_{Tmin}=6,5$ м ÷ $H_{Tmax}=18,6$ м. Однако из-за экологических ограничений на подъём уровня верхнего бьефа до проектной отметки эксплуатация агрегатов ведется уже тридцать лет при напорах ниже расчетного. Фактические напоры находятся в пределах $H_T=6-12$ м, причем основная часть времени приходится на $H_T=8-11$ м. На

Иванченко Игорь Петрович, кандидат технических наук, заместитель заведующего отделом гидроэнергетики и гидроэнергетического оборудования. E-mail: hydroturb@mail.ru
Щур Василий Алексеевич, инженер. E-mail: schvas@gmail.com

рис.3 представлена эксплуатационная характеристика пропеллерной турбины в координатах n - N_T для напора $H_{Tmax}=12,0$ м при применении гидрогенераторов переменной частоты вращения. Аналогичные характеристики для других напоров могут быть построены по расчетным данным.

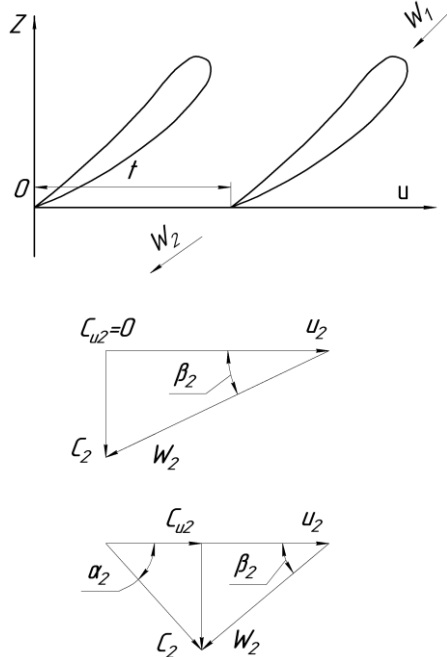


Рис. 1. Треугольники скоростей за рабочим колесом

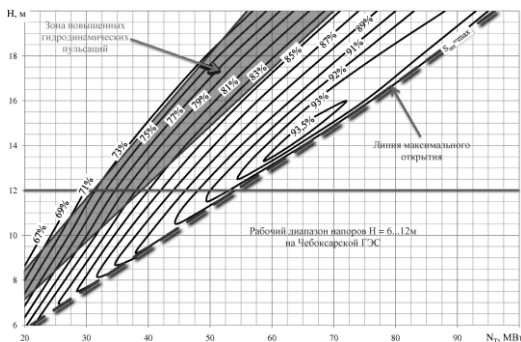


Рис. 2. Эксплуатационная характеристика турбины ПР20/811 ($\varphi=17,5^\circ$)

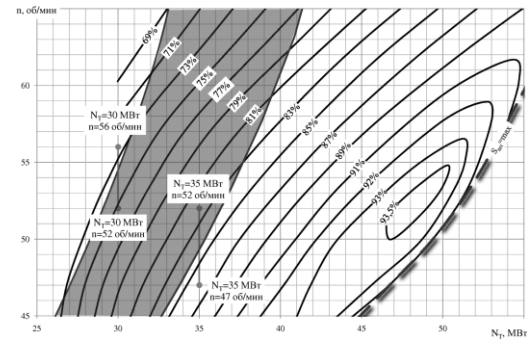


Рис. 3. Эксплуатационная характеристика турбины ПР20/811 ($\varphi=17,5^\circ$) при переменной частоте вращения и напоре $H=12$ м

Допустим, пропеллерная турбина работает при напоре $H_{Tmax}=12$ м с оптимальной по КПД мощностью $N_T=48$ МВт (см. рис. 2). Приведенная частота вращения составляет $n_1=150$ мин⁻¹, а обороты машины $n=52$ мин⁻¹. По распоряжению диспетчерской службы требуется уменьшить мощность турбины до $N_T=35$ МВт, которая попадает при $H_{Tmax}=12$ м в зону недопустимых режимов по вибрационным условиям. Чтобы обеспечить работу турбины с требуемой диспетчером мощностью, следует уменьшить частоту вращения машины с $n=52$ мин⁻¹ до $n=47$ мин⁻¹ и более (см. рис. 3), при этом КПД машины на требуемой мощности будет выше, чем в исходном варианте. Выход из недопустимой зоны при более низких мощностных нагрузках и $H_{Tmax}=12$ м может, наоборот, сопровождаться снижением КПД турбины, как это показано для мощности $N_T=30$ МВт на рис. 3. Частоту вращения агрегата во втором случае следует увеличить с $n=52$ мин⁻¹ до $n=56$ мин⁻¹.

Аналогичная картина имеет место при устранении недопустимой зоны работы ($N_T=10,3-12,6$ МВт) при другом крайнем значении напора $H_{Tmin}=6,0$ м. Необходимое изменение частоты вращения генератора для этого напора находится в интервале $n=32-45$ мин⁻¹. Интервалы изменения частоты вращения по исключению ограничений на частичных мощностных нагрузках для остальных напоров показаны в табл. 1. В таблице также указаны зона недопустимых нагрузок и интервалы изменения частоты вращения для другого угла установки пропеллерной турбины ($\varphi=27,5^\circ$).

Таблица 1. Частоты вращения генератора, исключаяющие запретную зону пропеллерной турбины

N_T , м	$\varphi=17,5^\circ$			$\varphi=27,5^\circ$		
	исходный режим		необходимый интервал изменения n , мин ⁻¹	исходный режим		необходимый интервал изменения n , мин ⁻¹
	n , мин ⁻¹	зона недопустимых нагрузок, МВт		n , мин ⁻¹	зона недопустимых нагрузок, МВт	
12	52	29,3-36,3	45-63	52	41,1-53,9	45-63
11	50	25,7-21,9	43-61	50	37,8-47,3	43-61
10	47	22,3-27,6	41-58	47	32,8-41,0	41-58
9	45	19,0-23,6	39-55	45	28,0-35,0	39-55
8	42	15,9-19,8	37-52	42	23,5-29,4	37-52
7	40	13,0-16,2	34-48	40	19,2-24,0	34-48
6	37	10,3-12,8	32-45	37	15,2-19,1	32-45

Применение генераторов с переменной частотой вращения для увеличения выработки электроэнергии. Выработка энергии турбиной на ГЭС определяется тремя факторами:

- объемами воды, проходящими через гидромашину;
- напорами, при которых работает турбина;
- уровнем КПД турбины на эксплуатационных режимах.

Распределение проходящих через турбину объемов воды по напору $V_T(H)$ зависит от сложившихся на ГЭС гидрологических условий, повлиять на которые невозможно. В этой ситуации повышение выработки энергии возможно только за счет увеличения КПД машин. Гидроагрегат с постоянной синхронной частотой вращения обеспечивает работу турбины с высоким уровнем КПД в довольно узком интервале изменения напора. Применение генератора с переменной частотой вращения не увеличивает и не снижает абсолютного КПД турбины, но путем изменения частоты вращения позволяет работать турбине с максимальным КПД при всех эксплуатационных напорах. В результате за счет роста средневзвешенного КПД турбины увеличивается выработка энергии от одного и того же объема воды, проходящего через гидромашину.

Проиллюстрируем сказанное на конкретном примере Чебоксарской ГЭС. Для сопоставимости расчетов будем их выполнять для единичного объема $\bar{V}_T = 1,0 \text{ км}^3$, а распределение этого объема по напору $V_T(H_T)$ примем таким же как на турбине рассматриваемой ГЭС (рис. 4). Будем полагать, что турбина работает исходя из реального характера использования мощности в энергосистеме (рис. 5).

Расчеты выработки энергии выполнялись для двух вариантов:

- пропеллерная турбина ПР20/811 при угле установки лопастей $\varphi=17,5^\circ$ работает с синхронной частотой вращения $n_c=57,5 \text{ мин}^{-1}$ (см. рис. 2);
- пропеллерная турбина ПР20/811 при угле установки лопастей $\varphi=17,5^\circ$ работает с переменной частотой вращения $n = \text{var}$ (см. рис. 6).

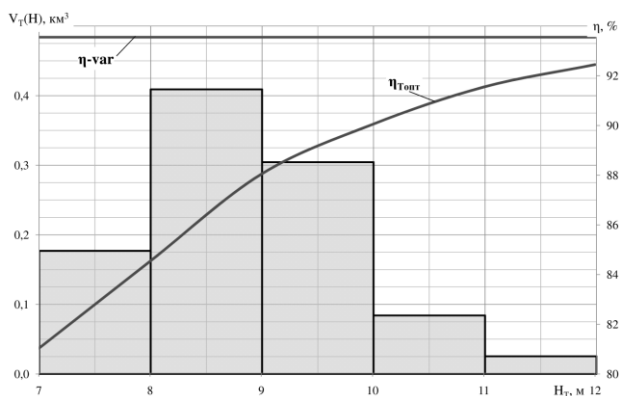


Рис. 4. Распределение объемов воды, проходящих через турбину Чебоксарской ГЭС

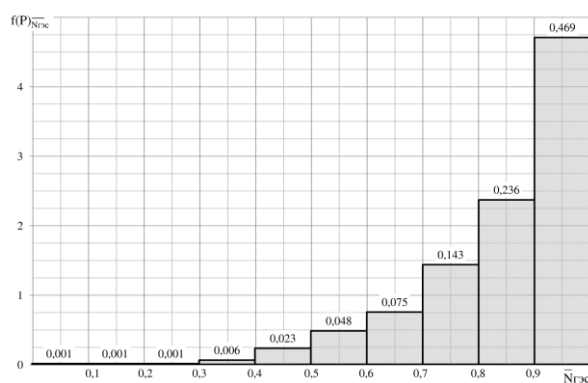


Рис. 5. Закономерность использования мощности турбины в энергосистеме (гистограмма) Чебоксарской ГЭС

Порядок расчета для каждого варианта был следующий:

- для заданного напора $H_{Ti}=\text{const}$ находились на соответствующей эксплуатационной характеристике значения мощности турбины N_{Ti} и КПД η_i ;
- вычислялся расход воды через турбину при напоре H_{Ti} и N_{Ti} по формуле:

$$Q_{Ti} = \frac{N_{Ti}}{9,81 \cdot H_{Ti} \cdot \eta_i};$$

- находилась продолжительность работы турбины (в часах) при H_{Ti} и N_{Ti} по формуле:

$$t_i = \frac{V_T(H_{Ti})_i}{3600 \cdot Q_{Ti}};$$

- определялась выработка энергии турбиной при напоре H_{Ti} по формуле:

$$\Xi_i = N_{Ti} \cdot t_i.$$

Аналогичные расчеты выполнялись по всем остальным напорам. Заметим, что повышение эффективности использования водотока снижает гидродинамические нагрузки на основные элементы проточного тракта и, следовательно, повышает надежность оборудования.

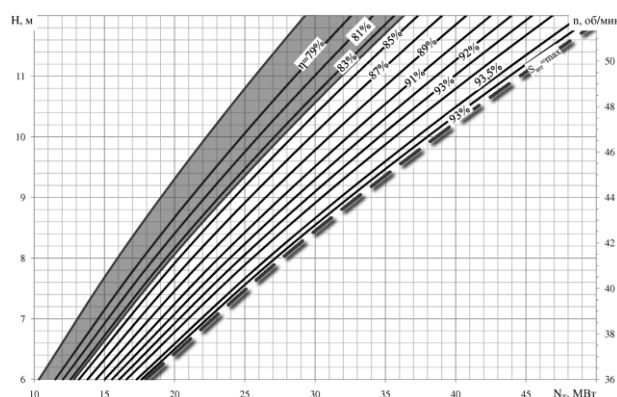


Рис. 6. Эксплуатационная характеристика пропеллерной турбины ПР20/811 ($\varphi=17,5^\circ$) с переменной частотой вращения

Результаты расчетов в окончательном виде представлены в табл. 2. Для случая пропеллерной турбины Чебоксарской ГЭС генератор с переменной частотой вращения дает прирост выработки 8,6% от одинакового объема прошедшей воды через гидромашину. Результаты аналогичных расчётов по ряду других ГЭС представлены в табл. 2.

Как видно из табл. 2 возможность применения переменной частоты вращения для увеличения выработки должна рассматриваться строго индивидуально. Данные гидрогенераторы могут приносить значительную выгоду (3-9%) для Новосибирской, Воткинской и Чебоксарской ГЭС. Для Волгоградской и Нижегородской ГЭС целесообразности в применении таких агрегатов нет.

Таблица 2. Выработка энергии при фактическом законе использования мощности в системе

Наименование ГЭС	Синхронная частота вращения $n_{\text{с}}$ мин ⁻¹	Переменная частота вращения $n=\text{var}$	ΔЭ, МВт.ч
Чебоксарская	20439	22198	1759 (8,6%)
Новосибирская	45417	46779	1362 (3,0%)
Волгоградская	54756	54977	221 (0,4%)
Нижегородская	32893	33065	172 (0,52%)
Воткинская	42464	44412	2093 (4,9%)

Выводы:

1. Принципиальная возможность расширения регулировочного мощностного диапазона путем применения генераторов с переменной частотой вращения существует для всех типов реактивных турбин с жесткозакрепленными лопастями (радиально-осевые и пропеллерные гидромшины).

2. Эффективность расширения регулировочного диапазона определяется следующими факторами: типом жесткозакрепленной лопастной системы (радиально-осевая или пропеллерная); интервалом изменения напора турбины на ГЭС; характером расположения режимов с осевым выходом потока ($C_{2u}=0$) в поле универсальной характеристики $n_1^1 - Q_1^1$.

3. Увеличение выработки электроэнергии на ГЭС при применении генераторов с переменной частотой вращения имеет индивидуальный характер и зависит от режимов работы станций.

4. Применение переменной частоты вращения относительно гидромашин имеет положительный характер не только со стороны выхода из зоны нестационарных режимов и увеличения выработки. С её помощью можно снимать кавитационные ограничения, совмещать зоны оптимумов (по КПД) работы обратимых гидромашин, использовать её для устранения резонансной частоты агрегата.

USING THE VARIABLE ROTATION FREQUENCY FOR INCREASING THE OPERATION EFFICIENCY OF HYDROTURBINES

© 2012 I.P. Ivanchenko, V.A. Shchur

JSC "NPO TsKTI", St. Petersburg

Results of rated research the possibility of use the variable rotation frequency of hydrounits for increase the electricity output on existing hydroelectric power stations and for expansion of adjusting range on power capacity are presented. Calculations were conducted on the basis of substantial regime operating conditions of hydroelectric power station.

Key words: hydraulic turbine, variable rotation frequency, impeller, stream pulsations, electric power output, adjusting range, pressure, power