



Когда взлетают гидроагрегаты?

Юрий ЛОБАНОВСКИЙ,

начальник экспертного отдела НЦИТ «Интертех», к.ф.-м.н. (Москва)

Вспоминая подробности катастрофы, произошедшей в Хакасии 17 августа 2009 года, и анализируя все ставшие известными на сегодняшний день факты, можно сделать вывод: отрыв турбинной крышки второго гидроагрегата Саяно-Шушенской ГЭС и выброс его ротора на высоту около 14 метров произошли в результате неконтролируемого роста пульсаций давления в напорном водоводе агрегата. Только такой сценарий может объяснить явления, наблюдавшиеся в момент катастрофы [1, 2].

Дрожь воды

Процесс возникновения сильных пульсаций в напорном водоводе, особенно в его начальной стадии, хорошо описывает теория гидроакустического резонанса [3, 4]. Из нее следует, что для того, чтобы пульсации давления в водоводе возрастали по времени, необходимо совпадение двух условий (рис.1):

- на стационарной характеристике турбины (зависимости относительных потерь полного давления $\Delta p/p$ от безразмерного расхода $q = Q/Q^*$, где Q^* – объемный расход воды на рабочем режиме) должен существовать падающий участок, где производная полного давления по расходу отрицательна (см. рисунок);

- частота прецессии вихря за турбиной или других достаточно мощных источников колебаний давления (например, частота вращения ротора турбины) и собственная частота колебаний воды в водоводе должны быть близки между собой.

На рисунке вертикальными пунктирными линиями выделены зоны, в которых производная функции $\Delta p/p$ (за исключением их границ) сохраняет постоянный знак. Именно зоны А и А' являются теми областями, где возможно возникновение разрушительных автоколебаний в водоводе ГЭС. При указанных выше условиях под действием внешнего периодического возмущения может произойти возбуждение автоколебаний из-за наличия в колебательном контуре нелинейного элемента, создающего положительную обратную связь. Роль такого элемента играет турбина на падающих участках своей стационарной характеристики.

Второе необходимое условие с достаточной для возбуждения автоколебаний точностью реализуется, к счастью, срав-

нительно редко. Частота прецессии вихря за турбиной (вихревая частота) ν_v зависит от частоты вращения ротора турбины ν_r и степени отставания от ротора несимметричного вращающегося отрыва, которая определяется особенностями обтекания турбины. Частота собственных колебаний воды в водоводе ν_e зависит от его геометрии и с частотой вращения турбины прямо не связана.

Следовательно, для предварительного решения поставленной задачи следует найти гидроэлектростанции, у которых $\nu_p \approx \nu_e$, где частота возбуждения $\nu_p = \nu_v$ или $\nu_p = \nu_r$, причем, как показали дальнейшие расчеты, в большинстве случаев, в том числе и в обоих инцидентах, произошедших в реальности на Саяно-Шушенской и Нурекской ГЭС [4], опасной оказывается близость частот собственной ν_e и вихревой ν_v .

На основе теории размерностей можно сделать вывод, что вихревая частота ν_v в первом приближении должна быть пропорциональна частоте вращения ротора турбины ν_r : $\nu_v \approx (\nu_v^* \nu_r) / \nu_r^*$, где индекс * относится к известным из эксперимента характерным значениям этих пара-

метров. Данная формула позволяет пересчитывать вихревые частоты различных гидроагрегатов в том случае, когда параметры оптимальности сравниваемых радиально-осевых турбин ξ не слишком сильно различаются между собой (в наиболее интересных случаях $\xi \approx 30 - 50$) [4]. Данный комплексный эмпирический параметр вычисляется следующим образом:

$$\xi = 500 \frac{\nu_r W^{\frac{1}{2}}}{h^{\frac{1}{4}}},$$

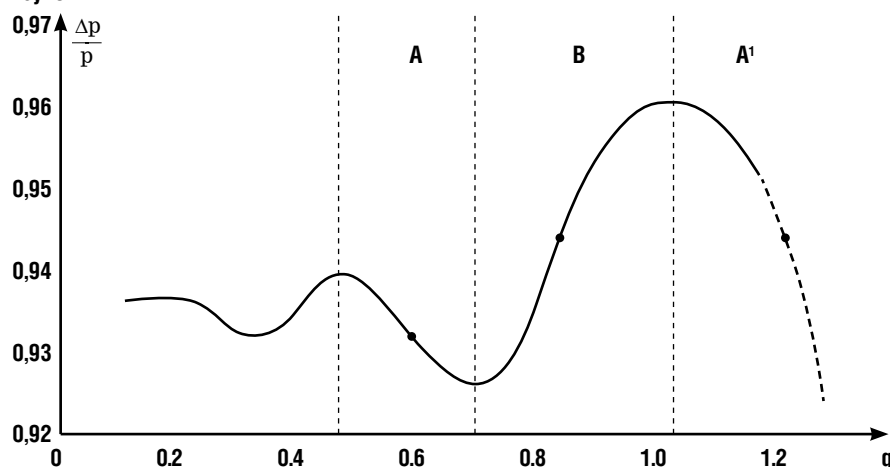
где частота ν_r измеряется в герцах, мощность W в мегаваттах, напор h в метрах.

Собственная частота колебаний в водоводе ν_e определяется посредством решения одномерного волнового уравнения с сильным разрывом на турбине [3, 4]. Анализ свойств решений этого уравнения в области практически интересных значений определяющих параметров позволил построить простой метод оценки собственных частот типичных водоводов, который может быть использован любым инженером [4].

Сила слабости

Как показали дальнейшие исследования, для более достоверной оценки устойчивости напорных систем необходимо достаточно точно знать коэффициент затухания колебаний δ в точке максимумов стационарной характеристики турбины. Для Саяно-Шушенской ГЭС этот параметр был определен из со-

Рисунок 1





поставления расчетных и экспериментальных данных. Анализ основных факторов, вызывающих затухание колебаний (диссипации энергии колебаний в водоводе и излучения энергии через его открытые концы), позволил построить метод пересчета этого параметра для других гидроэлектростанций [4].

Результаты применения разработанной полумпирической теории к группе средне- и высоконапорных гидроэлектростанций в самом простом инженерном варианте представлены в таблице 1. Здесь L – полная длина водовода (сумма длин его напорной части и отсасывающей трубы), $\kappa = 1 - \Delta p/p$ в соответствующих точках максимума стационарной характеристики турбины. Сравнивая частоты собственных колебаний водоводов ν_e и вихревые частоты ν_v , а также турбинные частоты ν_r у четырех рассматриваемых гидроэлектростанций, можно наглядно убедиться, что вследствие большого различия частот у трех средненапорных ГЭС (Красноярской, Итайпу и Санься – Три Ущеля) нет опасности возникновения автоколебаний.

У высоконапорной гидроэлектростанции Гувер собственные частоты более длинного водовода оказались в опасной близости к турбинным частотам. Отношение $|\Delta \nu|/\nu_e < 0,1$ примерно такое же, как у Саяно-Шушенской и Нурекской ГЭС. Поэтому эту гидроэлектростанцию следует отнести к группе риска и оценить ее гидроакустическую устойчивость более точным методом.

Для этого при использовании классической теории резонансного возбуждения колебательной системы с затуханием была получена оценка условий жесткого возбуждения автоколебаний в напорной системе гидроэлектростанции:

$$\sigma = \frac{2\pi}{5\beta} \frac{|\nu_r - \nu_e|}{\nu_e},$$

где $\beta = \delta/\nu_e$, σ – индекс устойчивости гидроакустической системы, характеризующий степень резонансного отклика колебательной системы, состоящей из напорного водовода, турбины и отсасывающей трубы, на внешнее колебательное возмущение, β – логарифмический декремент затухания в точке максимумов стационарной характеристики турбины [4].

Результаты расчетов возбуждения автоколебательных процессов для шести высоконапорных ГЭС представлены в таблице 2. Во всех случаях, кроме первого из представленных вариантов для Нурекской ГЭС (для него был проведен расчет в зоне А), рассматривался режим возбуждения автоколебаний в зо-

Таблица 1

ГЭС	L (м)	κ	ν_e (Гц)	ν_v (Гц)	ν_r (Гц)
Гувер	145	0,10	3,3	1,8	3,00
	130		3,6		
Красноярская	135		3,5	1,2	1,56
Итайпу	125		3,8	1,2	1,53
Санься	115		4,1	1,0	1,25

Таблица 2

ГЭС	L ₁ (м)	L ₂ (м)	κ	ν _e (Гц)	β	ν _p (Гц)	σ	
Саяно-Шушенская	241	28	0,035	1,55	0,172	1,425±0,025	0,6±0,1	
Нурекская	649	34,5	0,080	0,720	0,281	0,63±0,07	0,55±0,45	
Нурекская	666	34,5	0,055	1,59	0,152	2,00±0,04	2,1±0,2	
	649			1,63	0,149		1,9±0,2	
	610			1,73	0,141		1,4±0,2	
Гувер	115	30	0,095	3,29	0,074	1,80±0,03	7,7±0,2	
	100			3,73	0,071	3,00	1,5	
Чиркейская	226	30	0,035	1,64	0,142	1,80±0,03	9,2±0,15	
	205	55		1,73	0,137	3,00	3,5	
Токтогульская	175	30	0,035	2,07	0,126	2,00±0,04	2,0±0,2	
	155	55		2,25	0,121	1,66±0,03	2,78	2,0±0,15
						1,66±0,03	2,7±0,15	
Сяовань	275	30	0,035	1,37	0,231	2,78	2,4	
						1,50±0,03	0,5±0,1	

не А', который приводит к катастрофическому сценарию дальнейшего развития событий. Для Нурекской ГЭС из-за большой длины ее водоводов режимы были рассчитаны на второй моде колебаний (рассмотрены самый длинный (третий) и самый короткий (восьмой) водоводы, а также водовод первого гидроагрегата, на котором ранее произошла авария 9 июля 1983 года, когда его турбинная крышка была частично оторвана) [4]. Для ГЭС Гувер и Токтогульской представлены значения индекса σ для частот возбуждения как вихревой, так и турбинной, а для остальных – только для вихревой частоты, так как турбинные частоты там гораздо удаленнее от частот собственных колебаний водовода и никакой опасности собой не представляют.

Уровень колебательного возмущения, при котором система в процессе жесткого возбуждения переходит в автоколебательный режим, может быть приблизительно оценен из имеющихся натурных данных: по крайней мере, в двух случаях этот режим был запущен, во многих других – нет [4]. Кроме того, известно, что на двух гидроаккумулирующих станциях происходило приближение к режиму возбуждения автоколебаний [5]. Для всех этих случаев можно подсчитать индекс устойчивости, и граница раздела между ними даст критический уровень индекса σ^* . Рассмотрим имеющиеся экспериментальные данные.

Так как длины водоводов строящейся гидроэлектростанции Сяовань неизвестны, они были условно пересчитаны с длин водоводов Саяно-Шушенской и Чиркейской ГЭС. В реальности как конструкция и длина водоводов китайской ГЭС, так и ин-

декс ее гидроакустической устойчивости вполне могут быть иными.

Из таблицы 2 следует, что в тех случаях, когда происходили отрывы турбинной крышки (на Саяно-Шушенской и Нурекской ГЭС), индекс гидроакустической устойчивости σ оказывался меньше 1. При $\sigma \approx 1,1-1,2$ начинались недопустимые вибрации гидроагрегатов на ГАЭС Далечиче и Жарновец [5]. При $\sigma \geq 1,3-1,4$ серьезных гидроакустических проблем, видимо, не наблюдалось. Следовательно, по имеющимся данным условием возбуждения автоколебаний: $\sigma \leq \sigma^* \approx 1-1,2$, где σ^* – критическое значение индекса устойчивости.

Таким образом, если индекс гидроакустической устойчивости $\sigma < 1$, то гидроагрегат может вылететь из своего турбинного колодца.

(Продолжение в следующем номере)

Литература

1. Лобановский Ю. И. Иерихон на Енисее/ ТехНАДЗОР, № 11 (36), ноябрь 2009 // <http://synerjetics.ru/article/ierihon.htm>.
2. Лобановский Ю. И. Технические причины катастрофы на Саяно-Шушенской ГЭС (итоги расследования), ноябрь 2009 // <http://synerjetics.ru/article/catastrophe.htm>.
3. Окулов В. Л., Пылев И. М. Неустойчивость напорных систем/ Доклады Академии наук, т. 341, № 4, 1995 г.
4. Лобановский Ю. И. Критерий возбуждения гидроакустических автоколебаний напорной системы, февраль 2010 // <http://synerjetics.ru/article/excitation.htm>.
5. Лобановский Ю. И. Гидроакустическая устойчивость гидроаккумулирующих станций, январь 2010 // <http://synerjetics.ru/article/stability.htm>.



Когда взлетают гидроагрегаты?

(Продолжение. Начало в № 4 (41))

Юрий ЛОБАНОВСКИЙ,

начальник экспертного отдела НЦИТ «Интертех», к.ф.-м.н. (Москва)

Первое десятилетие XXI века характеризуется невиданным ранее ростом интенсивности строительства гидроэлектростанций, оказавшихся в зоне гидроакустического риска, притом, что незадолго до начала ввода в строй этих станций произошла катастрофа на Саяно-Шушенской ГЭС, которую следует рассматривать как грозное предупреждение о возможном будущем некоторых станций, попавших в эту зону. Общая мощность таких гидроэлектростанций составляет около 130 ГВт, что примерно равно мощности 20 СШГЭС, и планируется, что все они должны войти в строй во втором десятилетии нынешнего века.

В зоне риска

Из теории гидроакустического возбуждения автоколебаний в напорных системах гидроэлектростанций, использующих радиально-осевые турбины (турбины Френсиса) [1], следует, что именно автоколебания явились причиной катастрофы на Саяно-Шушенской ГЭС 17 августа 2009 года, а также аварии на Нурекской ГЭС 9 июля 1983 года. Было показано, что для возбуждения автоколебаний в напорной системе необходима близость частоты внешнего периодического возмущения, которое возникает из-за вращения ротора гидроагрегата или из-за прецессии затурбинного вихря, и частоты собственных колебаний воды в водоводе. Частота вращения ротора коррелирует с напором воды на номинальном рабочем режиме агрегата – чем выше напор, тем, как правило, больше эта частота. Частота прецессии затурбинного вихря, то есть вихревая частота, в свою очередь зависит от частоты вращения ротора, тогда как собственная частота в основном определяется длиной водовода. В случае, когда водоводы расположены на фронтальной поверхности плотины (как на Саяно-Шушенской ГЭС), их собственные частоты также коррелируют с напором, но противоположным образом – чем выше напор, тем длиннее водоводы, и тем ниже частоты собственных колебаний напорной системы.

Отсюда следует, что существует некоторый диапазон напоров, а, значит, и высот плотин, в котором возможен этот опасный процесс – возбуждение автоколебаний. Данный диапазон можно назвать зоной гидроакустического риска. В том случае, когда водоводы располо-

жены вне плотины, например, пробины в окружающих станцию скалах, как на Нурекской ГЭС, а также когда существенный вклад в напор вносит деривация, как на Ингури ГЭС и большинстве высокогорных альпийских станций, априорную оценку возможной принадлежности станции к зоне риска сделать сложнее. Однако, как показывает даже самое первичное знакомство с плотинно-деривационными гидроэлектростанциями, они характеризуются, как правило, очень длинными туннелями, подводящими воду, и отходящими от них очень короткими напорными водоводами. Так что при предварительном обзоре гидроэлектростанций, вероятно находящихся в зоне гидроакустического риска, такие ГЭС можно не рассматривать. В то же время проведенные ранее оценки гидроакустической устойчивости [1] показали, что в зоне риска вполне могут оказаться станции типа Нурекской ГЭС.

Поэтому, при первоначальном рассмотрении можно считать потенциально опасными все станции с соответствующей высотой плотин, и в первую очередь, с высотой не ниже 200 метров вне зависимости от конструкции их водоводов. Не могут рассматриваться здесь и гидроаккумулирующие станции, которых в мире насчитывается около 300 [2], несмотря на то, что, по крайней мере, на двух из них зарегистрированы явления, которые были интерпретированы как приближение к опасному гидроакустическому режиму [3].

Знание – сила

Всего в мире насчитывается 24 гидроэлектростанции большой и средней мощ-



ности, по предварительным данным входящих в группу риска по гидроакустической устойчивости (таблица 1). Общая их мощность составляет около 37,5 ГВт, и все вместе по мощности они примерно эквивалентны 6 Саяно-Шушенским ГЭС. Из этих 24 станций характеристики гидроакустической устойчивости подробно рассматривались у пяти [1] (в табл. 1 их названия выделены цветом). Только у 2 из них, Нурекской и Саяно-Шушенской, индекс гидроакустической устойчивости σ оказался меньше 1, и именно там произошли два известных инцидента с отрывами турбинной крышки [1]. Многие станции из этого списка работают достаточно давно, и, скорее всего, их гидроакустические характеристики приемлемы для безопасной эксплуатации. Тем не менее, было бы чрезвычайно полезно рассчитать и их индексы устойчивости, но для этого необходимо знать набор их параметров, указанный в инструкции [4], чего невозможно достичь без прямых контактов с эксплуатантами этих станций. Вследствие отсутствия данных можно сделать только самую грубую оценку вероятности того, что высоконапорная гидроэлектростанция может быть гидроакустически неустойчива, деля число ГЭС, на которых произошли подобные инциденты, на общее число станций. Эта вероятность оказывается близка к величине 0,1.

Перейдем теперь к списку строящихся высоконапорных ГЭС (таблица 2). Гидроэлектростанция Лонгтан (Longtan) уже начинает работать (табл. 2, № 26). Первый агрегат очередной китайской ГЭС – Сяовань (Xiaowan) (табл. 2, № 8) должен быть запущен в конце 2010 года.



Мало сомнений в том, что конвейер по постройке 17 китайских гидроэлектростанций с высотой плотины более 200 метров и общей мощностью примерно эквивалентных 14 Саяно-Шушенским ГЭС не сойдется с графика, если его организаторы не столкнутся с неожиданными для них явлениями, подобными тем, что произошли в Хакасии 17 августа 2009 года. А возможность этого, как представляется из сопоставления таблиц 1 и 2, существует – вполне можно ожидать, что 2-3 станции из таблицы 2, в том числе 1-2 китайские, окажутся гидроакустически неустойчивыми, и рано или поздно их будет ожидать судьба Саяно-Шушенской ГЭС.

Общие потери от катастрофы в Саянах оцениваются в 3 миллиарда долларов, так что потери от таких инцидентов могут быть порядка нескольких миллиардов долларов, не говоря уже о возможных человеческих жертвах. Более точное представление о будущих рисках гидроэлектростанций из таблицы 2 можно получить после расчета их индексов гидроакустической устойчивости. Необходимая для этого информация может быть предоставлена, по-видимому, только компаниями, занятыми их постройкой, причем именно эти компании более чем кто-либо и должны быть заинтересованы в том, чтобы подобные расчеты были сделаны. И тогда знания, полученные в результате объединения теории и практики, могут стать силой, способной предотвратить грядущие катастрофы.

Литература:

1. Лобановский Ю. И. Критерий возбуждения гидроакустических автоколебаний напорной системы, февраль 2010 // <http://synerjetics.ru/article/excitation.htm>
2. Гуртовцев А. Л. Гидроаккумулирующие станции. Электрозавод, № 1, 2007 // http://www.elektro.elektrozavod.ru/pdf/2007_1.pdf
3. Лобановский Ю. И. Гидроакустическая устойчивость гидроаккумулирующих станций, январь 2010 // <http://synerjetics.ru/article/stability.htm>
4. Лобановский Ю. И. Первичный отбор ГЭС и ГАЭС с радиально-осевыми турбинами в группу риска по гидроакустической устойчивости, март 2010 // http://synerjetics.ru/article/group_risk.htm
5. Лобановский Ю. И. Первичный отбор ГЭС и ГАЭС с радиально-осевыми турбинами в группу риска по гидроакустической устойчивости, март 2010 // http://synerjetics.ru/article/group_risk.htm

Таблица 1

N	ГЭС	Страна	Высота плотины (м)	Мощность (ГВт)	Год завершения строительства
1	Нурекская	Таджикистан	300	2,79	1980
2	Chicoasen	Мексика	261	2,43	1980
3	Саяно-Шушенская	Россия	245	6,40	1990
4	Mica	Канада	243	1,74	1973
5	Alberto Lleras	Колумбия	243	1,60	1989
6	Srisaillam	Индия	241	1,67	1987
7	Ertan	Китай	240	3,30	1999
8	La Esmeralda	Колумбия	237	1,00	1980
9	Чиркейская	Россия	232,5	1,00	1976
10	Oroville	США	230	0,76	1968
11	Bhakra	Индия	226	1,20	1963
12	Hoover	США	221	2,08	1936
13	Yali	Вьетнам	220	0,72	2002
14	Mratinje	Черногория	220	0,36	1976
15	Dworschak	США	218,5	0,40	1972
16	Glen Canyon	США	216	1,30	1966
17	Токтогульская	Киргизия	215	1,20	1975
18	San Roque	Филиппины	210	0,345	2003
19	Keban	Турция	207	1,33	1974
20	Karun 3	Иран	205	2,00	2005
21	Dez	Иран	203	0,52	1963
22	Campos Novos	Бразилия	202	0,88	1998/2006
23	Berke	Турция	201	0,51	2001
24	Karun 1	Иран	200	2,00	1976

Таблица 2

N	ГЭС	Страна	Высота плотины (м)	Мощность (ГВт)
1	Рогунская	Таджикистан	335	3,60
2	Shuangjiangkou	Китай	314	2,00
3	Songta	Китай	307	4,20
4	Jinping 1	Китай	305	3,60
5	Jinping 2	Китай	305	4,80
6	Maji	Китай	300	4,20
7	Lianghekou	Китай	300	3,00
8	Xiaowan	Китай	292	4,20
9	Dibang	Индия	288	3,00
10	Xiluodu	Китай	278	12,6
11	Baihetan	Китай	277	12,6
12	Diamer Basha	Пакистан	272	4,50
13	Nuozhadu	Китай	261,5	5,85
14	Tehri	Индия	261	2,40
15	Siang Upper	Индия	257	11,0
16	Laxiwa	Китай	254	4,20
17	Deriner	Турция	247	0,67
18	Gibe III	Эфиопия	243	1,87
19	Kishau	Индия	236	0,60
20	Wudongde	Китай	235	7,40
21	Goupitan	Китай	234	3,00
22	Shuibuya	Китай	233	1,50
23	Karun 4	Иран	230	1,00
24	Bekhme	Ирак	230	1,50
25	TaSang	Бирма	228	7,11
26	Longtan	Китай	216,5	6,30
27	Hutiaoxia	Китай	216	6,00
28	Dagangshan	Китай	210	2,60
29	Bakun	Малайзия	205	2,40
30	La Yesca	Мексика	205	0,75
31	Худони	Грузия	201	1,80

