

*Я не знаю ничего более приятного и поучительного, чем сравнивать опыт с ожиданием или отмечать разницу между идеей и реальностью.*

Сэмюэл Джонсон

— при значительных разногласиях в оценках предложений большинства экспертов целесообразно пересмотреть и скорректировать материалы, полученные от конкурсной комиссии, и заново провести все этапы проведения тендера.

В конечном счете, после указанных уточнений экспертная группа утверждает полученные результаты общей ранжировки конкурсных предложений, фиксирует итоги тендера и следующие из них рекомендации для заказчика.

#### Заключение

Не является открытием, что подавляющее большинство проводимых тендеров далеко не всегда выделяют лучшие предложения, причинами чего являются либо неправильный способ их проведения, либо недостаточно качественная оценка поступивших на тендер предложений, либо сознательное искажение результатов сопоставления поданных на тендер предложений.

Предлагаемый метод выбора системы автоматизации для конкретного технологического агрегата обла-

дает рядом важных для заказчика свойств и преимуществ, если он действительно заинтересован в выборе наилучшего конкурсного предложения:

— гарантирует объективность рассмотрения и анализа конкурсных предложений;

— учитывает все пожелания заказчика по просмотру тех свойств, характеристик, особенностей конкурсных предложений, которые являются для него особенно важными;

— позволяет ранжировать конкурсные предложения с учетом сопоставительной значимости их отдельных свойств для заказчика;

— выявляет сильные и слабые стороны отдельных конкурсных предложений по рассматриваемым показателям (критериям);

— показывает согласованность мнений всех экспертов и фиксирует некачественную работу отдельных экспертов.

#### Список литературы

1. *Ицкович Э.Л.* Проведение работ по автоматизации производства: что необходимо учитывать руководству предприятий технологических отраслей // Автоматизация в промышленности. 2017. № 1.
2. *Ицкович Э.Л.* Проведение работ по автоматизации производства: роль инжиниринга в автоматизации технологического производства // Автоматизация в промышленности. 2017. № 8.
3. *Захаров А.* Международные конкурсные торги. Изд. МГИМО. 2006.

*Ицкович Эммануил Львович — д-р техн. наук, главный научный сотрудник ИПУ им. В.А. Трапезникова РАН. Контактный телефон (495) 334-90-21.*

## ОСНОВНОЙ КРИТЕРИЙ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО РАЦИОНАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ СОСТАВОМ АГРЕГАТОВ ГЭС

**В.Е. Захарченко (ООО НВФ "Сенсоры. Модули. Системы")**

*Поднимаются проблемы оценивания и повышения КПД гидроэлектростанций, учет этих оценок в автоматизированном рациональном управлении составом гидроагрегатов ГЭС. В качестве основного критерия предлагается использовать увеличение КПД отдельных гидроагрегатов, приводятся его достоинства и недостатки. Выводы подкрепляются иллюстрирующими примерами.*

*Ключевые слова: КПД, гидроагрегат, ГЭС, оптимизация, автоматизированные системы, рациональное управление составом агрегатов, групповое регулирование, групповое управление активной мощностью, АСУТП.*

Еще с середины 1930-х годов советские ученые задумались о рациональном управлении группой агрегатов [1,2]. Однако до сих пор задача автоматизированного рационального управления составом агрегатов (РУСА) остается перспективной и малоисследованной. В рамках исследования, проводимого в группе компаний "СМС Автоматизация", осуществляется моделирование и поиск решения для автоматизации процесса выбора агрегатов по различным критериям. В этой работе производится поиск удовлетворительного основного критерия для системы РУСА. Сам термин "рациональное управление" трактуется достаточно широко,

в основном под ним понимается выбор решения, осуществляемого на основе сравнения и/или многокритериального анализа. Задачу управления составом агрегатов можно упрощенно сформулировать следующим образом: пусть на ГЭС имеется  $N$  гидроагрегатов (ГА), необходимо в каждый момент времени определить, какие именно агрегаты должны быть включены в ТП. При этом формулируются следующие критерии:

1) увеличение КПД ГЭС;

2) равномерное расходование ресурса агрегатов, поддержание равного числа часов работы, пусков/остановов за некоторый период;

3) минимизация рисков аварийных ситуаций за счет учета текущего состояния агрегатов: термомониторинга, вибромониторинга, контроля за состоянием гидравлических и механических защит и т. д.

Мониторингом всех параметров занимаются САУ гидроагрегатов: они выполняют функции контроля основных параметров, обеспечивают правильность пуска/останова, регулирования, защиты каждого гидроагрегата. Также с 2014 г. каждая САУ ГА должна вести учет КПД, контроль за зонами работы, определенными производителем гидротурбин, подсчитывать часы работы в режимах и зонах, число пусков/остановов. Это требование позволяет по-новому взглянуть на проблемы рационального управления составом агрегатов.

Простого выполнения выше сформулированных критериев недостаточно для функционирования системы РУСА, к ней также предъявляют следующие требования:

1) выполнять задание от системного оператора по генерации активной и/или реактивной мощности (напряжения), регулированию частоты. Задание по выработке поступает по план-графику (каждые 30 мин), но может оперативно меняться в значительных диапазонах с периодом 1 с (задание внеплановой мощности);

2) обеспечивать необходимый диапазон регулирования активной мощности;

3) уменьшить число необоснованных изменений состояний агрегатов.

В настоящий момент времени на ГЭС активно применяются системы группового управления активной мощностью (ГРАМ), выполняющие функцию распределения мощности по агрегатам, находящимся на групповом управлении. На ряде станций реализованы идентичные (по принципу) системы группового регулирования реактивной мощностью и напряжения. Самая распространенная в настоящее время функция распределения мощности — равенство мощностей. В любом случае преимущество работы агрегата в группе по сравнению с агрегатом на индивидуальном управлении заключается в предсказуемом задании мощности. Таким образом, если предположить, что пуск агрегата должен осуществляться в групповой режим, то поскольку общее задание на ГЭС не изменяется, то известно, как перераспределится задание между агрегатами в группе. С остановом агрегата — аналогично. Следовательно, систему РУСА целесообразно реализовать как дополнение систем группового регулирования. Особых проблем с линейными критериями

2 и 3 нет: если агрегат пускался чаще других и работает, то его следует остановить; если агрегат пускался реже других и остановлен, то его необходимо пустить. Аналогично с текущим состоянием агрегатов: если агрегат содержит меньше всего отклонений от нормы, то его можно пустить, и, наоборот, если больше — остановить.

Сложность возникает при анализе критерия увеличения КПД ГЭС. Очевидно, что КПД ГЭС связан с КПД гидроагрегатов, однако целевая функция, максимизирующая КПД агрегатов из всех доступных на станции, приводит к нарушению равномерности расхода ресурса агрегатов, а также входит в противоречие с уменьшением числа необоснованных изменений состояний. Сформируем требования к критерию увеличения КПД ГЭС:

1) аддитивность, чтобы сумма показателей по ГА отражала эффективность всей ГЭС;

2) демонстрация отклонений от идеального положения;

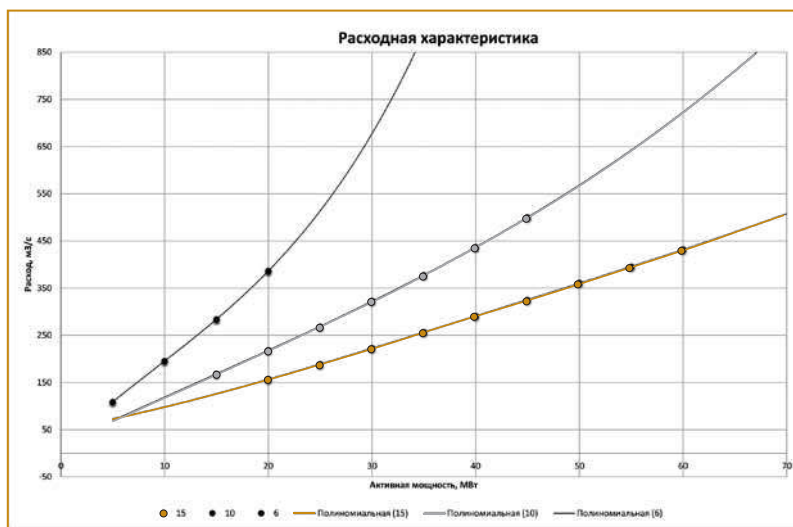


Рис. 1. Пример расходной характеристики ГА

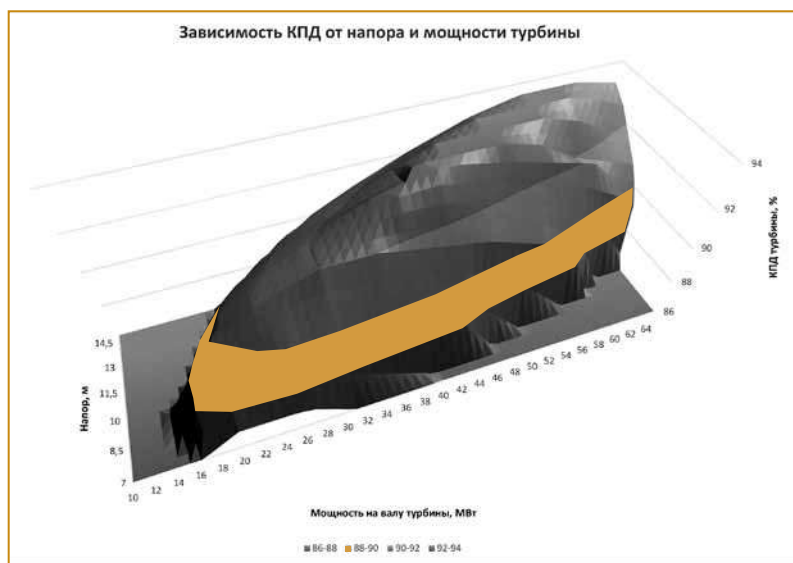


Рис. 2. Пример универсальной эксплуатационной характеристики ГА

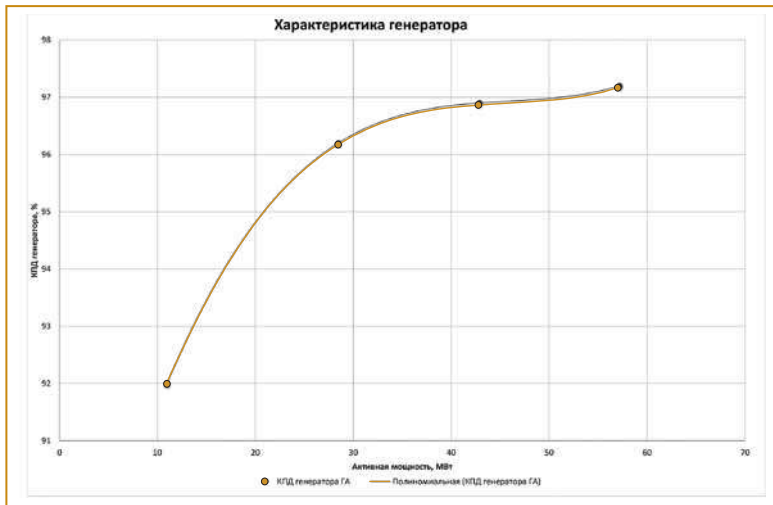


Рис. 3. Пример характеристики генератора ГА

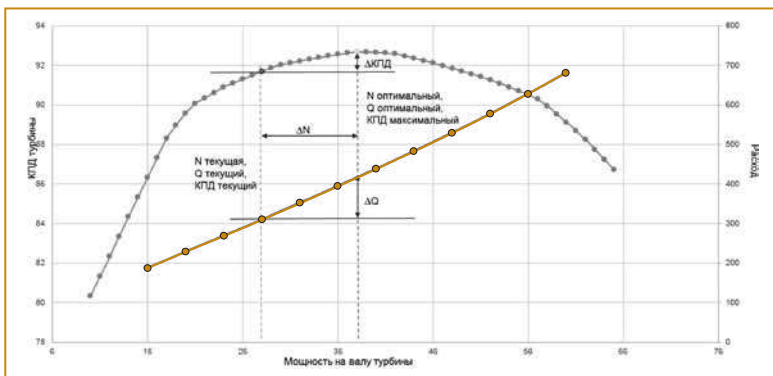


Рис. 4. Иллюстрация характеристик ГА при постоянном напоре

3) непредвзятость, объективность ко всем агрегатам, установленным на станции, независимо от того, модернизированный это агрегат или проработавший длительное время. Возраст должен учитываться ограничениями этого агрегата.

Если проверить параметр КПД ГА на соответствие перечисленным требованиям, то оказывается, что он ни одному из них не удовлетворяет: КПД ГА определяется эксплуатационной характеристикой гидротурбины и, как правило, в рабочем режиме изменяется в диапазоне 86...96%. На ГЭС используются агрегаты от разных производителей, имеют разные габариты, их технические характеристики в процессе эксплуатации могут измениться и отличаться от изначальных. При этом, если два ГА работают с КПД 92%, это не означает, что вся ГЭС работает с КПД 92%. Это также не означает, что агрегаты на 8% отклонились от своего потенциального максимума при действующем напоре. Если в распоряжении ГЭС есть агрегат, который может работать в заданных условиях с КПД 96%, совсем необязательно, что он непременно должен быть запущен в работу, а один из работающих остановлен.

Кроме того, было бы крайне желательно, чтобы критерий объяснялся физикой процесса. Действительно, гидроагрегат — это машина, преобразующая потенциальную энергию воды в электрическую:

$$P = \rho * g * h * Q * \eta_{тур} * \eta_{ген} \quad (1)$$

где  $P$  — активная мощность,  $\rho$  — плотность воды,  $g$  — гравитационная постоянная,  $h$  — напор,  $Q$  — расход воды через турбину,  $\eta_{тур}$  — КПД турбины,  $\eta_{ген}$  — КПД генератора.

Для поворотных-лопастных и радиально осевых турбин [3] типичная расходная характеристика представлена на рис. 1, пример эксплуатационной характеристики агрегата, определяющей зависимость КПД турбины от напора и мощности, приведена на рис. 2, зависимость КПД генератора от мощности отражена на рис. 3. Срез по характеристике турбины для одного напора представлен на рис. 4.

Тогда запишем выражение для потенциальных потерь гидроагрегата от неоптимальной работы:

$$D_{ГAi}^2 = N_{текущая} * \eta_{ген_{текущее}} - \frac{Q_{текущее}}{Q_{оптимальный}} * N_{оптимальное} * \eta_{ген_{при\ max(\eta_{турб})}} \quad (2)$$

где  $D_{ГAi}^2$  — потенциальные потери для  $i$ -го агрегата ГЭС,  $N_{текущая}$  — мощность на валу турбины ГА в рассматриваемый момент времени,  $\eta_{ген_{текущее}}$  — КПД генератора,  $Q_{текущий}$  — расход через турбину в рассматриваемый момент времени,  $Q_{оптимальный}$  — расход через турбину, когда КПД турбины максимален при напоре в рассматриваемый момент времени,  $N_{оптимальная}$  — мощность на валу турбины ГА, когда КПД турбины максимален при напоре в рассматриваемый момент

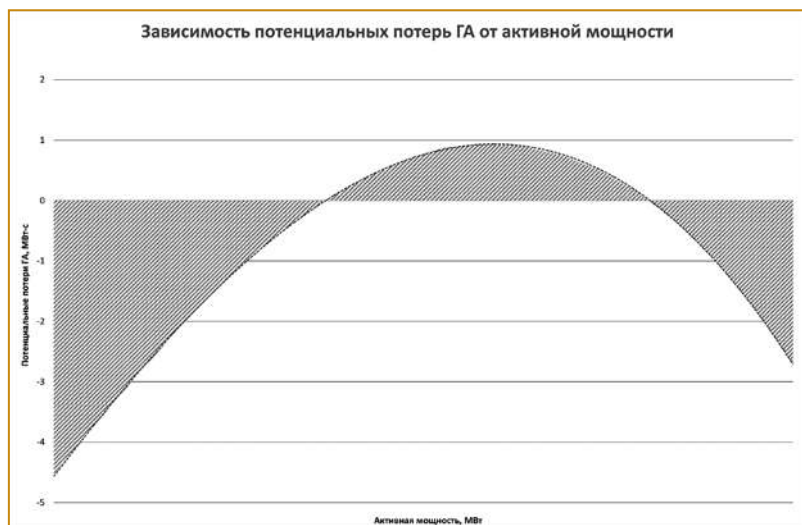


Рис. 5. Зависимость потенциальных потерь от активной мощности ГА

времени;  $\eta_{ген, при\ max}(\eta_{тур})$  — КПД генератора, когда КПД турбины максимален при напоре в рассматриваемый момент времени

Иными словами, физический смысл выражения (2): *затраченная вода при работе с оптимальным КПД позволила бы выработать больше энергии.*

Интересным свойством обладает выражение (2): оно выделяет две области потенциального эффекта  $D_{ГAi}^2$ :

1)  $D^2 \geq 0$ , — определяет диапазон  $[N_{онм\ min}; N_{онм\ max}]$ , в котором агрегат работает эффективно;

2)  $D^2 < 0$ , — определяет два диапазона  $[N_{min}; N_{онм\ min}]$  &  $[N_{онм\ max}; N_{max}]$ , в которых агрегат работает не эффективно.

С точки зрения автоматизации процесса регулирования мощности заметно проще ввести агрегат в диапазон мощности, в котором агрегат будет работать достаточно эффективно. Наличие диапазона позволит ввести гистерезис и избавить процесс от частого регулирования. Поскольку важно только отклонение от эффективного состояния, то эффект РУСА может быть определен как величина от потенциальных потерь ГА со знаком “минус”. Кроме того, принимая во внимание, что эффективная работа одного агрегата не делает работу другого агрегата более эффективной, необходимо в диапазоне эффективной работы агрегата величину потенциальных потерь приравнять нулю. Получим потенциальный эффект для гидроагрегата:

$$E_{ГAi} = \begin{cases} -D_{ГAi}^2, D_{ГAi}^2 < 0 \\ 0, D_{ГAi}^2 \geq 0 \end{cases} \quad (3)$$

Рассмотрим пример для фиксированного напора по эксплуатационной характеристике некоторой поворотно-лопастной турбины (табл. 1).

Табл. 1 в первой строке содержит рассчитанное оптимальное (с наивысшим КПД турбины) значение мощности на валу турбины для заданного напора, P1 и P4 показывают неэффективность работы в близи верхнего и нижнего ограничений, P2 и P3 характеризуют диапазон эффективной работы  $[N_{онм\ min}; N_{онм\ max}]$ .

Суммарное значение потенциальных эффектов агрегатов ГЭС покажет неэффективность работы ГЭС в целом.

$$E^{max} = \sum_i E_{ГAi} \rightarrow min \quad (4)$$

Очевидно, что для ГЭС необходимо устремить потенциальные потери к минимуму. Иными словами, *при фиксированном напоре из двух состояний ГЭС, определяемых разными наборами работающих агрегатов, предпочтительным является тот, где потенциальные потери ГЭС меньше.*

Основываясь на выражении (4), можно определить необходимость изменения состава агрегатов от системы РУСА. Однако сначала необходимо

пояснить, что же понимается под изменением состава агрегатов.

Изменением состава агрегатов обычно считают пуск, останов или перевод агрегата через зону нежелательной или ограниченной работы. При изменении состоянии одного агрегата из группы, задание на группу остается неизменным, как следствие разность мощности, вызванная изменением состояния j-го агрегата, перераспределяется по остальным агрегатам группы с учетом их индивидуальных и групповых ограничений.

Если изменение состояние одного j-го агрегата приводит к максимальному уменьшению суммарного значение потенциальных потерь при условии, что все ограничения также будут выполняться, то это изменение может считаться рекомендованным по критерию увеличения КПД ГЭС (с учетом (3)):

$$E^{PUSA} = \min_j E(j)_{ГAi}^{PUSA} = \min_j \sum_i \left( \left| N_{ГAi\ при\ \Delta Pj} * \eta_{ген\ ГAi\ при\ \Delta Pj} - \frac{Q_{ГAi\ при\ \Delta Pj}}{Q_{оптимальный}} * N_{оптимальное} * \eta_{ген, при\ max}(\eta_{тур}) \right| \right) \quad (5)$$

Разница потерь мощности в настоящий момент времени и после лучшего изменения состояния агрегатов определяет минимальную границу эффективности РУСА.

$$E^{min} = E^{max} - E^{PUSA} \quad (6)$$

Таким образом, получаем интервальную оценку, определяющую потенциал системы рационального управления составом агрегатов  $E = [E^{min}; E^{max}]$ . Минимальный эффект от РУСА  $E^{min}$  — это такой эффект, когда в случае рекомендации РУСА по изменению состояния одного агрегата суммарный эффект ГЭС (ГРАМ) становится больше, чем текущий показатель эффективности по ГЭС (ГРАМ).

Максимальный эффект от РУСА  $E^{max}$  — фактически означает, что все ГА, включенные в ГРАМ, работают без потерь. Теоретически это возможно, когда ГЭС приблизится к этой величине или даже будет равна ей после нескольких итераций — рекомендаций системы РУСА (нескольких шагов, рекомендуемых изменение состояния).

Таблица 1. Пример расчета эффекта РУСА для одного ГА

	P		N	Q	$\eta_{тур}$	$\eta_{ген}$	Эффект
	оптимальный	Нопт=	40,84	383,1	93,86	96,87	0
P1=	23,72	N1=	24,826	242,9	90,077	95,54	0,69
P2=	39,13	N2=	40,409	379,26	93,82	96,83	0
P3=	48,72	N3=	50,247	470,98	93,773	96,96	0
P4=	61	N4=	62,592	593,29	92,83	97,46	0,996



Таблица 2. Расчет рекомендаций по изменению состава агрегатов для ГЭС из восьми ГА

№	Число ГА в ГРАМ, ед.	Задание ГРАМ, МВт	Потенциальные потери ГРАМ, МВт-с	РУСА					
				Пуск		Останов		Эффект мин., МВт-с	Эффект макс., МВт-с
				№ ГА, Потенциальные потери ГРАМ после пуска, МВт-с	№ ГА, Потенциальные потери ГРАМ после останова, МВт-с	№ ГА, Потенциальные потери ГРАМ после останова, МВт-с	№ ГА, Потенциальные потери ГРАМ после пуска, МВт-с		
1	8	297,8	-1,2	0	0	7	-0,4	0,8	1,2
2	2	88,7	-0,11	7	-2,29	1	-3,77	0	0
3	8	463,7	-23,39	0	0	7	48,66	0	0
4	3	149,67	-1,62	2	-0,51	8	-11,1	1,1	1,6

Рекомендация системы РУСА выдается тогда, когда  $E^{min} > 0$  при выполнении всех ограничений.

Приведем пример расчета рекомендаций для ГЭС из восьми агрегатов на основе поворотно-лопастных турбин (табл. 2).

Табл. 2 в строке 1 показывает, что задание системы ГРАМ слишком незначительное для восьми работающих агрегатов, и что в случае отключения агрегата номер 7 потенциальные потери ГЭС могут быть сокращены на  $E^{min} = 1,2 - 0,4 = 0,8$  МВт-с, при этом еще останется возможность дальнейшего совершенствования состава агрегатов до 1,2 МВт-с. Строки 2 и 3 отмечают, что любое возможное изменение состояния агрегатов только ухудшит значение потенциальных потерь, в этой связи рекомендации РУСА отсутствуют. В строке 4 иллюстрируется слишком большое групповое задание, когда для его эффективного выполнения рекомендуется осуществить пуск агрегата номер 2.

К недостатку предложенного критерия следует отнести тот факт, что эксплуатационные и расходные характеристики, выданные производителем турбины, со временем могут претерпеть значительные изменения, однако существенно их вид не изменится. Принцип расчета при этом остается неизменным. Для актуализации и уточнения эффекта следует периоди-

чески подтверждать характеристики ГА натурными испытаниями.

### Заключение

В статье предложен новый критерий оптимизации КПД ГА и гидроэлектростанций при рациональном управлении составом агрегатов, удовлетворяющий всем предъявленным требованиям. Проведено моделирование для поворотно-лопастных и радиально осевых турбин. Результаты представлены в виде примера. Приведен расчет рекомендаций и эффекта от рекомендации системы РУСА для ГЭС.

Таким образом, сформулированный критерий может быть использован для автоматизированного рационального управления составом агрегатов ГЭС.

### Список литературы

1. Филиппова Т.А. Оптимизация энергетических режимов гидроагрегатов электростанций. М. Энергия. 1975. 207с.
2. Секретарев Ю.А., Жданович А.А., Мосин К.Ю. Ситуационное управление составом и режимами гидроагрегатов на электростанциях. Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, Саяногорск-Черёмушки. 2013. 151с.
3. Шавелев Д.С. Гидроэнергетические установки (гидроэлектростанции, насосные станции и гидроаккумулирующие электростанции). Л. 1981.

*Захарченко Виталий Евгеньевич* – канд. техн. наук., начальник отдела программирования ООО НВФ "Сенсоры. Модули. Системы".  
 Контактный телефон +7(846) 993-83-83 (1310).  
 E-mail: [vitaliy.zakharchenko@sms-a.ru](mailto:vitaliy.zakharchenko@sms-a.ru)  
<http://смс.рф/>