

МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЦИОНАЛЬНОГО ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ СОСТАВОМ АГРЕГАТОВ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПЛАНИРОВАНИЕ ЕГО ИЗМЕНЕНИЙ

В.Е. Захарченко (Самара)

Основная идея рационального управления ГЭС[1, 2]– обеспечить оптимизацию работы основного и вспомогательного оборудования по разным критериям: расход воды, КПД ГЭС, уровни водохранилищ, равномерное распределение износа оборудования, потребление энергии на собственные нужды, потери в трансформаторах и многие другие. При этом при изменении состава агрегатов расходуется ресурс оборудования: срабатывают выключатели, изнашиваются тормозные домкраты и т.д. Таким образом система должна принимать решение об изменении состава агрегатов с учетом повышения КПД, ротации оборудования ГЭС, повышению безопасности эксплуатации оборудования и прочему, но и так, чтобы кратковременный эффект не приводил бы к частому изменению состава.

Задание, формируемое на каждую ГЭС, может изменяться ежесекундно и состоит из нескольких компонентов: плановая и внеплановая (от системного оператора), частотная, противоаварийная и другие составляющие. Управляющая система ГЭС, контролирующая исполнение задания, распределяющая его между агрегатами (ГА), называется системой группового регулирования активной мощности (ГРАМ). Она контролирует ограничения всех агрегатов и ГЭС в целом, режимы работы агрегатов и формирует задание на каждый агрегат. Одной из самых распространенных функций распределения задания является равномерная: мощность распределяется поровну между всеми агрегатами, не находящимися на ограничении. Таким образом, зная напор и общее задание, алгоритм распределения мощности системы ГРАМ может точно сказать, какое задание будет сформировано для конкретного агрегата. Используя эту особенность, получаем: в случае пуска агрегата в групповом режиме управления при неизменном общем задании на ГЭС заранее известно как перераспределится задание между агрегатами в группе. С остановом агрегата аналогично. Следовательно, систему рационального управления составом агрегатов (РУСА) целесообразно реализовать как дополнение систем группового регулирования.

В этой работе предлагается планомерная последовательная оптимизация состава, всегда опирающаяся на текущее состояние агрегатов и на систему ГРАМ. При этом система ГРАМ занимается распределением мощности, а система РУСА анализирует возможность оптимизации состава и осуществляет рекомендацию по однократному изменению состояния ГА. При этом формулируются следующие критерии: увеличение КПД ГЭС и повышение безопасности на основе оценки состояния ГА с минимизацией рисков аварийных ситуаций: по температуре, вибрации, по состоянию и срабатыванию гидравлических и механических защит и т.д. Оценка состояния ГА также позволяет учитывать расходование ресурсов агрегатов, часы наработки, число пусков/остановов и планировать их равномерное расходование за целевой период.

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 учёт КПД, контроль за зонами работы, определёнными производителем гидротурбин, подсчитывать часы работы в режимах и зонах, число пусков/остановов. Эти данные САУ ГА используются в системе РУСА.

Гидроагрегат – это машина, преобразующая потенциальную энергию воды в электрическую:

$$P = \rho * g * h * Q * \eta_t * \eta_g \quad (1)$$

где P – активная мощность, ρ – плотность воды, g – гравитационная постоянная, h – напор, Q – расход воды через турбину, η_t – КПД турбины, η_g – КПД генератора.

Секция 3. Практическое применение моделирования и инструментальных средств автоматизации моделирования, принятие решений по результатам моделирования

Для поворотно-лопастных и радиально осевых турбин [3] определение КПД турбины, генератора и расхода осуществляется по заводским характеристикам, оцифровав которые, можно сформулировать потенциальные потери гидроагрегата от неоптимальной работы (2):

$$D_{GAi}^e = N_t * \eta g_t - \frac{Q_t}{Q_o} * N_o * \eta g_{\eta \rightarrow max} \tag{2}$$

где D_{GAi}^e - потенциальные потери для i -го агрегата ГЭС, N_t - мощность на валу турбины ГА в рассматриваемый момент времени, ηg_t - КПД генератора, Q_t - расход через турбину в рассматриваемый момент времени, Q_o - расход через турбину, когда КПД турбины максимален при напоре в рассматриваемый момент времени, N_o - мощность на валу турбины ГА, когда КПД турбины максимален при напоре в рассматриваемый момент времени; $\eta g_{\eta \rightarrow max}$ - 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. Подробнее о выборе критерия повышения КПД ГЭС рассказано в работе.

Моделирование системы РУСА

В первую очередь необходимо описать информационную модель каждого агрегата ГЭС, идентичную той, что реализована в системе ГРАМ. Модель должна используя данные о напоре и мощности рассчитать КПД турбины, КПД генератора, ограничения мощности по универсальной эксплуатационной характеристике и расход по расходной характеристике гидроагрегата. На практике часто используют упрощённые линейные или полиномиальные аппроксимирующие функции по нескольким фиксированным напорам. Задание полиномами выбирают в случае, если удаётся подобрать такие коэффициенты полиномов, что общая ошибка не превышает 0,1%, зачастую получается подобрать коэффициенты для полиномов $k = 3-5$ степени.

Приведены модели соответственно генераторной (3), расходной (4) и эксплуатационной характеристик (5) с ограничениями мощности (6):

$$\eta g(p) = \sum_{j=0}^k c_j * p^j, \tag{3}$$

$$Q_{hi}(p) = \sum_{j=0}^k a_{ji} * p^j, i = \overline{0, n} \quad Q(h, p) = \frac{h - h_{i-1}}{h_i - h_{i-1}} * (Q_{h_i}(p) - Q_{h_{i-1}}(p)) + Q_{h_{i-1}}(p) \tag{4}$$

при условии, что $h_{i-1} \leq h \leq h_i$

$$\eta t_{hi}(p) = \sum_{j=0}^k b_{ji} * p^j, i = \overline{0, n} \quad \eta t(h, p) = \frac{h - h_{i-1}}{h_i - h_{i-1}} * (\eta t_{h_i}(p) - \eta t_{h_{i-1}}(p)) + \eta t_{h_{i-1}}(p) \tag{5}$$

при условии, что $h_{i-1} \leq h \leq h_i$

$$p_{min}(h) = \sum_{j=0}^k d_j * h^j, p_{max}(h) = \sum_{i=0}^n e_i * h^i \tag{6}$$

при условии, что $h_{j-1} \leq h \leq h_j; h_{i-1} \leq h \leq h_i$

В формулах (3)-(6) p и h - мгновенное значение активной мощности и напора из САУ ГА, h_i, h_{i-1} - опорные значения напора, $Q_{h_i}, Q_{h_{i-1}}, \eta t_{h_i}, \eta t_{h_{i-1}}$ - значения расхода и КПД турбины при опорных значениях напора, a_{ji}, b_{ji}, c_j, d_j - коэффициенты полиномов.

Следующий шаг - итеративное моделирование алгоритма распределения мощности системы ГРАМ, где каждый агрегат ГЭС описывается моделью вида (3)-(6): делим нераспределенное задание на число агрегатов; формируем поагрегатное задание с учетом их ограничений, зон нежелательной работы; разницу между ограничением и заданием агрегата распределяем поровну по остальным агрегатам не на ограничении; если все задание распределено

Секция 3. Практическое применение моделирования и инструментальных средств автоматизации моделирования, принятие решений по результатам моделирования

– завершаем алгоритм. Если все агрегаты на ограничении, задание не может быть выполнено. Если часть агрегатов на ограничении, а остальные имеют диапазон регулирования, то возвращаемся к началу алгоритма.

Алгоритм работы РУСА по критерию повышения КПД подробно описан в работах [5, 6]:

- Копируем в модель текущее состояние агрегатов, значения их мощности, признак участия в групповом режиме регулирования ГЭС, общее задание мощности из ГРАМ.
- Рассчитываем индивидуальные задания на гидроагрегаты по алгоритму распределения мощности ГРАМ. Они должны полностью совпадать с реальными значениями в системе ГРАМ.
- Определяем оптимальный расход каждого агрегата при данном напоре по расходной и эксплуатационной характеристике. По эксплуатационной характеристике определяется максимальный коэффициент полезного действия турбины и соответствующее значение мощности на валу турбины. Затем по расходной характеристике определяется соответствующий этой мощности расход через турбину, именно он и называется оптимальным. Определение (3)-(6)
- Оцениваем потенциальный эффект каждого агрегата. Напомним, что потенциальный эффект агрегата может быть выражен мощностью, которая могла бы быть выработана при текущем расходе, но при работе с максимальным КПД. Разница между потенциальным эффектом и текущей мощностью выражает потенциальные потери агрегата при настоящем напоре по формуле (2). Пример:

Таблица 4 Пример расчёта потери ГА и эффект РУСА для одного ГА

	P		N, МВт	Q, м ³ /с	$\eta_{тур}$, %	$\eta_{ген}$, %	Потери, МВт
оптимальный		$N_{opt} =$	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 4 в первой строке содержит рассчитанное оптимальное (с наивысшим КПД турбины) значение мощности на валу турбины для заданного напора, значения активной мощности $p1$ и $p4$ показывают неэффективность работы вблизи верхнего и нижнего ограничений, $p2$ и $p3$ характеризуют диапазон эффективной работы.

Суммарное значение потенциальных потерь ГА характеризует состояние ГЭС по критерию повышения КПД ГЭС в целом. Это же значение определяет максимально достижимый эффект от оптимизации распределения мощности при текущем составе агрегатов.

Имитируем однократное изменение состояния каждого агрегата, также производим расчет распределения мощности по агрегатам, определяем оценки потенциального эффекта ГЭС для каждого изменения по всем агрегатам. То есть поочередно для каждого агрегата имитируем: пуск (для остановленных) и останов (для работающих).

В результате получается два (и более, если рассматривать зоны ограниченной работы) массива потенциальных эффектов ГЭС, где индекс элемента массива соответствует номеру гидроагрегата, моделируемое изменение состояния которого приведёт к эффекту, равному значению этого элемента массива.

Сортируем массивы оценок, чтобы номер агрегата с большим КПД располагался в начале списка, а в конце – агрегаты на индивидуальном управлении и в ремонте.

Вычисляем разницу между значениями оценок реальной системы (шаг 5) и значением оценки первого элемента списка (шаг 7) по пуску и останову. Полученное значение означает минимально достижимый эффект при однократном изменении состава агрегатов.

Секция 3. Практическое применение моделирования и инструментальных средств автоматизации моделирования, принятие решений по результатам моделирования

Положительный эффект (шаг 8) можно рассматривать как рекомендацию РУСА на соответствующее изменение состава агрегатов в стремлении достичь максимума КПД ГЭС (п. 5). Отрицательный эффект свидетельствует о том, что любое изменение ухудшит состояние ГЭС по критерию КПД. Приведём пример расчёта рекомендаций для ГЭС из восьми агрегатов на основе поворотно-лопастных турбин (табл. 2).

Таблица 5 в строке 1 показывает, что задание системы ГРАМ слишком незначительное для восьми работающих агрегатов, и что в случае отключения одного агрегата номер 7 потенциальные потери ГЭС могут быть сокращены на $E_{min}=1,2-0,4=0,8$ МВт-с, при этом ещё останется возможность дальнейшего совершенствования состава агрегатов до 1,2 МВт-с. Строка 2 и 3 отмечает, 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 такое, что для его эффективного выполнения рекомендуется осуществить пуск агрегата номер 2. При этом агрегаты 7 и 2 за одно изменение дают наивысшее сокращение потенциальных потерь и, следовательно, наивысшее значение КПД ГЭС.

Таблица 5 Расчёт рекомендаций РУСА для ГЭС из восьми ГА

№	Число ГА в ГРАМ	Задание ГРАМ, МВт	Потери ГРАМ, МВт-с	РУСА					
				Пуск ГА		Останов ГА		Эффект мин., МВт-с	Эффект макс., МВт-с
				№ ГА, потери, МВт-с	№ ГА, потери, МВт-с	№ ГА, потери, МВт-с	№ ГА, потери, 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

Планирование изменения состава агрегатов в системе РУСА

Цель планирования – оптимизация работы гидроэлектростанций за счет повышения точности выработки, а также за счет снижения расходования ресурса агрегатов.

Исследование проводилось на основе модели систем РУСА, реализованной на одной из гидроэлектростанций, внедренной ООО НВФ “СМС” в 2018 году [7].

В настоящее время самым распространённым алгоритмом распределения активной мощности на гидроэлектростанциях является – равенство мощностей, в этом случае задание на каждый агрегат упрощено равно отношению общего задания на ГЭС к общему количеству агрегатов, участвующих в регулировании:

$P_{GAi} = \frac{P_{ГЭС\text{ заданное}}}{N}$. Эту же формулу можно использовать

для определения числа необходимых для оптимальной работы одинаковых агрегатов $N = \frac{P_{ГЭС\text{ заданное}}}{P_{GA\text{ опт}}}$

, где $P_{GA\text{ опт}}$ – мощность агрегата с наивысшим КПД при данном напоре. При этом может быть необходимо изменить состав агрегатов, необходимость может быть связана как с изменением напора на ГЭС, так и с изменением задания на ГЭС. Рассмотрим как изменится задание на агрегат при необходимости пуска (или останова) агрегата в системе группового регулирования активной мощности ГЭС. фактически, задание остаётся неизменным, однако число агрегатов, которое должно его выполнять изменяется на +1 (или -1, в случае останова), тогда $P_{GAi\text{ изм}} = \frac{P_{ГЭС\text{ заданное}}}{N+1}$ (или

$P_{GAi\text{ изм}} = \frac{P_{ГЭС\text{ заданное}}}{N-1}$). Таким образом задание на каждый агрегат уменьшится в случае пуска

дополнительного агрегата или увеличится в случае останова одного из агрегатов. Иными словами, избыточная (недостаточная) мощность агрегата должна быть компенсирована другими агрегатами,

Секция 3. Практическое применение моделирования и инструментальных средств автоматизации моделирования, принятие решений по результатам моделирования

что вызывает дополнительную нагрузку на регулирующие органы работающих гидроагрегатов. При этом для всех участников балансирующего рынка электроэнергии важно, чтобы ГЭС выработала необходимое количество энергии. Также важно, чтобы в контрольных точках, каждые 30 минут, мощность ГЭС совпадала с заданием плановой мощности СО. Следовательно, необходимо смоделировать изменение состава агрегатов при групповом регулировании ГЭС так, чтобы:

- Снизить нагрузку на регулирующие органы гидроагрегата;
- Обеспечить выработку заданной энергии в рассматриваемом периоде;
- Обеспечить равенство мощности ГЭС заданию плановой мощности СО;
- Повысить эффективность ГЭС.

Рассмотрим несколько возможных вариантов изменения задания на ГЭС:

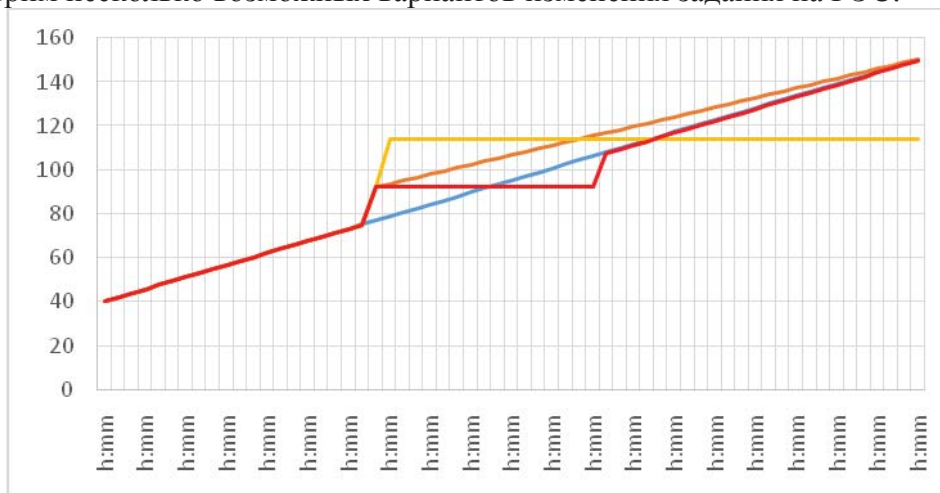


Рис. 1 Плановое задание ГЭС и варианты задания ГЭС

Четко следовать плановому заданию (синий график) – не выполняется пункт 1. требований выше. Да и не всегда возможно (в основном невозможно) совершить пуск агрегата и его загрузку до необходимой мощности без преодоления зоны нежелательной работы, а это означает изменение задания для всех остальных агрегатов группового регулирования.

Пустить агрегат на той же мощности, что и остальные агрегаты в ГРАМ, и к контрольной точке ГЭС должна набрать необходимую мощность (оранжевый график) – не выполняется требование о выработке.

Пустить агрегата и, исходя из задания выработки до контрольной точки, сразу все агрегаты загрузить до необходимой величины – не удовлетворяет требованию 3.

Комбинированный (красный график) – пустить агрегат с той же мощностью что и остальные агрегаты в ГРАМ, задание на ГЭС не менять в течение времени, необходимого для компенсации чрезмерной выработки, и затем вернуться к плановому заданию

Секция 3. Практическое применение моделирования и инструментальных средств автоматизации моделирования, принятие решений по результатам моделирования

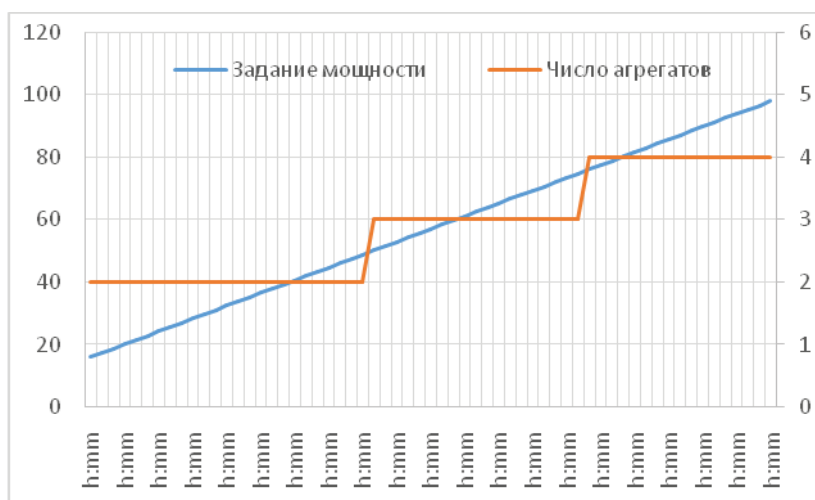


Рис.2 изменение состава агрегатов по ограничению регулировочного диапазона при росте загрузки



Рис.3 Оптимальное изменение состава агрегатов при росте загрузки

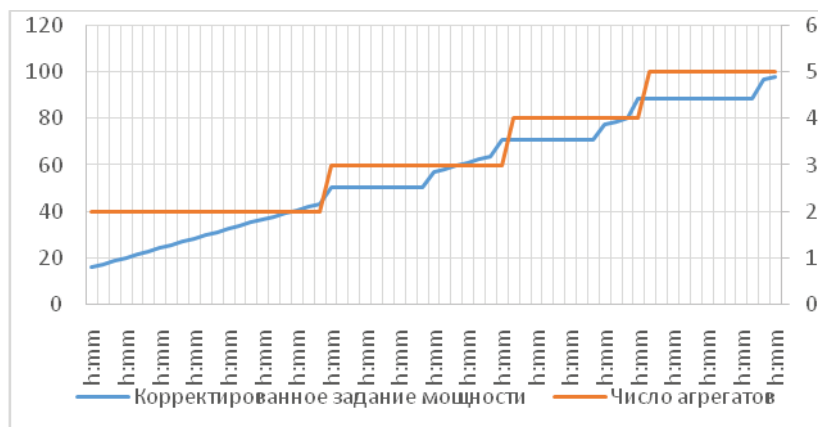


Рис.4 Оптимальное изменение состава агрегатов при росте загрузки с скорректированным заданием ГЭС

Комбинированный вариант задания способен удовлетворить поставленным требованиям, однако в свою очередь накладывает дополнительные ограничения: необходимо рассчитывать параметры корректировки планового задания, исходя из равенства интегралов от планового задания и от скорректированного задания (мощности) ГЭС $\int Pz = \int P_{ГЭС} \Rightarrow \frac{1}{2} dPz * dt = P_{ГЭС} * (N + 1) * dt$, необходимо четко планировать момент изменения состава. (Очевидно, что пуск (останов) агрегата за слишком короткое время до контрольной точки, приведет к невыполнению требований 2 и 3.) Как следствие, необходимо просчитывать серию изменений состава, если одного агрегата недостаточно.

Секция 3. Практическое применение моделирования и инструментальных средств автоматизации моделирования, принятие решений по результатам моделирования

В настоящее время решение об изменении состава агрегатов ГЭС принимается оперативным персоналом гидроэлектростанций, делается это, как правило, для обеспечения необходимого регулировочного диапазона с существенным запасом по времени. Исследования показали, что наиболее эффективным моментом времени для изменения состава агрегатов является ситуация, когда потенциальные потери ГЭС действующего состава агрегатов становятся хуже, чем потенциальные потери ГЭС после изменения состава. Однако на малом количестве работающих агрегатов это не всегда возможно. Продемонстрируем примером.

На рисунке 2 представлен график пуска агрегата “в самый последний момент”, когда через необходимое для пуска агрегата время, уже будет недостаточно действующего регулировочного диапазона. При этом потенциальные потери ГЭС [2] составили -14,87 МВт в час. Поскольку оперативная служба принимает решение заблаговременно и не принимает во внимание критерий эффективности, реальные потенциальные потери значительно хуже смоделированных.

На рисунке 3 представлен график пуска агрегата по одному из 2х условий: по нехватке регулировочного диапазона или по меньшим потенциальным потерям после пуска. При чем в момент пуска 3-го агрегата потенциальные потери ухудшились, однако пуск был обусловлен необходимостью расширения регулировочного диапазона. Потенциальные потери составили -11,17 МВт в час, то есть на 3,7 МВт в час эффективнее. При этом подходе игнорируется требование о снижении нагрузки на регулировочные органы гидроагрегатов, задание на ГЭС равно плановому.

Рисунок 4 демонстрирует результаты моделирования с учетом требования снижения регулировочной нагрузки на ГА, при этом график задания также скорректирован. Потенциальные потери составили -12,34 МВт в час. Очевидно, что этот вариант менее эффективен чем предыдущий, однако потенциальные потери компенсируются снижением регулировочной нагрузки на агрегаты.

Заключение

Предложенные варианты изменений состава агрегатов позволяют работать более эффективно, снизить регулировочную нагрузку на агрегаты и при этом выполнять задание системного оператора.

Использование предложенных подходов позволит автоматически планировать и также автоматически выполнять операции по изменению состава агрегатов.

Литература

1. Филиппова Т.А. Оптимизация энергетических режимов гидроагрегатов электростанций. Энергия. Москва. 1975. 207с.
2. Секретарев Ю.А., Жданович А.А., Мосин К.Ю. Ситуационное управление составом и режимами гидроагрегатов на электростанциях. Монография. Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета. Саяногорск-Черемушки. 2013. 151с.
3. Щавелев Д.С. Гидроэнергетические установки (гидроэлектростанции, насосные станции и гидроаккумулирующие электростанции), Л., 1981. 520с.
4. Агеев М. И., Алик В.П., Марков И. Библиотека алгоритмов: справочное пособие. М. 1981. Вып. 4. 184 с.
5. Захарченко В.Е. Основной критерий автоматизированного рационального управления составом агрегатов ГЭС // Автоматизация в промышленности. 2017. №9, стр. 8-12
6. Захарченко В.Е. Техничко-экономическое обоснование автоматизированной системы рационального управления составом агрегатов ГЭС // Автоматизация в промышленности. 2017. №11, стр. 7-10
7. Захарченко В.Е. Особенности реализации системы рационального управления составом агрегатов гидроэлектростанций и перспективы ее развития// Вестник МЭИ. № 1. 2019 –с.98-107