# ПОВЫШЕНИЕ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС С ПОМОЩЬЮ ЕМКОСТНОЙ КОМПЕНСАЦИИ НА ЛИНИИ СШ ГЭС-«НОВОКУЗНЕЦКАЯ», «КУЗБАССКАЯ»

АВТОР:

ФОКИН В. К.,
К. Т.Н.
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

**На фасаде машинного зала Саяно-Шушенской ГЭС значатся цифры 6400 МВт. Это установленная мощность гидроэлектростанции, равная суммарной номинальной активной мощности десяти гидроагрегатов по 640 МВт каждый (10x640 = 6400 МВт).**

**В соответствии с имеющимися документами [1, 2] все работавшие до аварии гидрогенераторы и гидротурбины, так же как и установленные после аварии новые гидроагрегаты, способны нести длительно активную нагрузку до 720 МВт каждый. И если позволяют условия водноэнергетического баланса в паводковые и многоводные периоды, то вполне реальна работа станции с номинальной загрузкой до 640x10 = 6400 МВт.**

Саяно-Шушенская ГЭС – крупнейшая по установленной мощности электростанция России, 7-я – среди ныне действующих гидроэлектростанций в мире
Фото ИТАР-ТАСС



Следует напомнить, что в нашей стране в советское время в многоводные периоды практиковалась максимально возможная загрузка гидроэлектростанций, близкая к их номинальной или установленной мощности.

Это делалось с целью экономии условного топлива, поскольку производство одного киловатт-часа электроэнергии на ГЭС было в среднем в два раза дешевле, чем на тепловых электрических станциях.

Разумеется, такой подход желателен и для Саяно-Шушенской ГЭС. Однако здесь существовали и существуют факторы, препятствующие достижению номинальной загрузки гидроэлектростанции:

- «запертая» электрическая мощность СШ ГЭС из-за сетевых проблем в схеме выдачи мощности станции;
- низкие пределы статической и динамической устойчивости генераторов СШ ГЭС;
- перегрузка связи 500 кВ СШ ГЭС–«Означенное» при максимальных загрузках ГЭС ($P_{Г\Sigma}$ > 4500 МВт);
- электромеханические колебания, сохраняющиеся длительное время в сети после любых возмущений.

## ФАКТОР «ЗАПЕРТОЙ» МОЩНОСТИ И ПУТИ ЕГО ПРЕОДОЛЕНИЯ

Поясним фактор «запертой» мощности СШ ГЭС с помощью рис. 1, на котором показан фрагмент сети 220–500 кВ региона Саяно-Шушенской ГЭС, совмещенный с контурной географической картой. Здесь красным цветом показаны ВЛ 500 кВ, зеленым – ВЛ 220 кВ и черным – ВЛ 500 кВ в габаритах 1150 кВ и их длины в километрах. Значками выделены места размещения тепловых электрических станций (ТЭС) и гидроэлектростанций (ГЭС).

Из этого рисунка видно, что в рассматриваемом регионе действует большое количество тепловых электрических станций (ГРЭС, КЭС, ТЭЦ), самые крупные из которых Березовская ГРЭС, Беловская ГРЭС, Томь-Усинская ГРЭС. Саяно-Шушенская ГЭС связана с «внешним» миром достаточно протяженными линиями электропередачи 500 кВ: СШ ГЭС–«Новокузнецкая», «Кузбасская» (450 км) и СШ ГЭС–«Абакан»–«Итат» (одноцепная, более 350 км). Указанные тепловые электростанции питают близлежащих потребителей. В случае полного баланса мощности, генерируемой этими станциями, и потребляемой мощности происходит вытеснение мощности, генерируемой СШ ГЭС, к более удаленным потребителям. Но появление протяженных связей ведет к снижению устойчивости передачи активной мощности от СШ ГЭС.

Создание сезонных узлов потребления в многоводные периоды в радиусе 400–500 км от СШ ГЭС или сооружение специальных линий электропередачи (например, постоянного тока) для передачи мощности от гидроэлектростанции нереально. Но хорошо известен способ сезонной перезагрузки ГЭС и ТЭС. Существенно ослабить фактор «запертой» мощности СШ ГЭС можно, используя в паводковый и многоводный периоды автоматизированную систему загрузки прилегающих к СШ ГЭС тепловых электростанций.

В таблице 1 приведены результаты расчетов установившихся режимов для трех характерных режимов работы СШ ГЭС в случае некомпенсированной связи.

При аварии на СШ ГЭС $P_{Г\,СШ}$ = 0, небольшая активная мощность передается от «Новокузнецкой» и «Кузбасской» в сторону СШ ГЭС (на ПС 500 СШ ГЭС включены 2хШР 180).

$P_{Г\,СШ}$ = 950 МВт – наихудший режим с позиции напряжения, поскольку загрузка воздушных линий (ВЛ) активной мощностью близка к нулю, т. е. РЛ ≈ 0. Но благодаря включен-

### РЕЖИМ БЕЗ УСТРОЙСТВА ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ (УПК)

| $P_Г$+j$Q_Г$, МВА | Напряжение, кВ | | | | | | P+jQ, МВА* | P+jQ, МВА* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| СШ ГЭС | «Нов.» | «Кузб.» | «Таштагол» | | СШ | «Итат» | СШ-«Нов.» | СШ-«Означ.» |
| 0+j0 | 509 | 508 | 521 | 521 | 509 | 516 | 230+j134 | 226+j4 |
| 950+j611 | 517 | 515 | 530 | 530 | 519 | 519 | 0+j165 | 471+j309 |
| 6400+j3219 | 426 | 426 | 422 | 422 | 480 | 505 | -1141-j312 | 2041+j43 |

* Для одной цепи 500 кВ

Таблица 1.

## ФРАГМЕНТ СЕТИ 220–500 КВ РЕГИОНА САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС

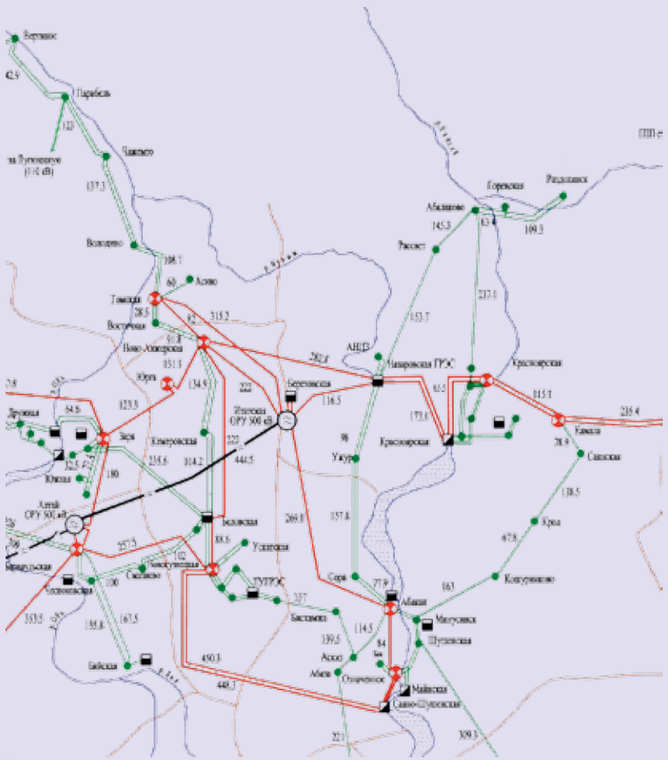


Рис. 1

ным ШР 180 на концах ВЛ 500 кВ удается удерживать напряжение по ВЛ в пределах допустимых значений.

Максимальная загрузка СШ ГЭС $P_{Г\,СШ}$ = 6400 МВт, близкая к предельной, может быть получена при частичной разгрузке тепловых электростанций, ближайших к СШ ГЭС. Например, Беловскую ГРЭС необходимо разгрузить на 400 МВт, Березовскую ГРЭС – на 500 МВт, Томь-Усинскую ГРЭС – на 200 МВт при отключенных ШР 180 на ПС 500 кВ «Барнаул», ПС 500 кВ «Алтай», ПС 500 кВ «Заря» и всех ШР 180 на рассматриваемой электропередаче. В этом режиме суммарная загрузка электропередачи 500 кВ СШ ГЭС–«Новокузнецкая», «Кузбасская» не превышает 2x1141 = 2282 МВт при токах в каждой цепи не более 1520 А.

В этом (практически предельном для СШ ГЭС) режиме перегружается двухцепная линия электропередачи 500 кВ СШ ГЭС–«Означенное» $P_{Л\Sigma}$ = 2x2041 = 4082 МВт (таблица 1) при токах в каждой цепи более 2700 А. Такой режим недопустим как по тепловой загрузке проводов ($I_{доп.}$ = 1900 А), так и по условиям работы высокочастотных заградителей и токовых измерительных устройств ($I_л$ < 2000 А). Из таблицы 1 и рис. 2 видно, что в предельном режиме напряжения вдоль ВЛ 500 кВ и на примыкающих к ВЛ подстанциях 500 кВ недопустимо снижены (U < 425 кВ).

Т. е. этот режим работы СШ ГЭС практически неосуществим, и в целом проблема «запертой» мощности остается нерешенной.

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОДОЛЬНОЙ ЕМКОСТНОЙ КОМПЕНСАЦИИ НА ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧЕ СШ ГЭС–«НОВОКУЗНЕЦКАЯ», «КУЗБАССКАЯ»

Как правило, при 50-процентной емкостной компенсации УПК размещают в середине ВЛ, т. е. в данном случае на 225 км электропередачи ВЛ 500 СШ ГЭС–«Новокузнецкая», «Кузбасская». Однако в рассматриваемом случае из-за природно-климатических условий на трассе эта площадка УПК сдвинута на 75 км к ПС 500 кВ «Новокузнецкая», «Кузбасская» и находится вблизи поселков Таштагол и Шерегеш. Исследования показали, что такое смещение вполне допустимо.

На рис. 3 показаны схема размещения и состав УПК 50% ($X_{c\Sigma}$ = 68 Ом) и другого оборудования (ШР) на электропередаче 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС–«Новокузнецкая» ($X_л$ = 136 Ом) и Саяно-Шушенская ГЭС–«Кузбасская» ($X_л$ = 136 Ом). На ПС 500 кВ «Шерегеш» (Таштагол) УПК 50% состоит из неуправляемого устройства (НУПК, $X_{c2}$ = 41 Ом) и управляемого устройства (УУПК, $X_{c1\,min}$ = 11 Ом, $X_{c1\,max}$ = 27 Ом).

При максимальной суммарной компенсации $X_{c\Sigma} = X_{c2} + X_{c1\,max}$ = 41 + 27 = 68 Ом обеспечивается требуемый предел статической устойчивости ($P_{Г\,пред.}$ = 7680 МВт) при таком же, как и в случае некомпенсированной электропередачи, составе и мощности разгружаемых тепловых электростанций Беловской, Томь-Усинской, Березовской ГРЭС и др. При загрузке генераторов СШ ГЭС до номинальной мощности 6400 МВт запас статической устойчивости составляет K > 1,2, и обеспечивается поддержание напряжения по ВЛ 500 кВ и на ПС 500 кВ в допустимых пределах (таблица 2 и рис. 4).

Скачок напряжения на ПС «Шерегеш» объясняется тем, что напряжение на емкости УПК компенсирует только падение напряжения на индуктивном сопротивлении линии. Остается нескомпенсированной ортогональная составляющая падения напряжения на активном сопротивлении линии. Уменьшить этот скачок напряжения можно изменением фазы тока линии путем включения ШР в узле пониженного напряжения, т. е. при передаче мощности от СШ ГЭС в узлах 1 и 3, а при передаче в сторону СШ ГЭС – в узлах 2 и 4 (рис. 3).

Помимо увеличения пропускной способности связи 500 кВ СШ ГЭС–«Новокузнецкая», «Кузбасская» на 750 МВт и обеспечения полной загрузки станции до 6400 МВт, достигается перераспределение потоков активной мощности по отходящим от СШ ГЭС линиям 500 кВ: увеличивается поток мощности по связи СШ ГЭС–«Новокузнецкая», «Кузбасская» до 3030 МВт при токах 1600–1800 А (таблица 2), и снижается до допустимого переток мощности на участке 500 кВ СШ ГЭС–«Означенное» $P_{Л\Sigma}$ = 3340 МВт при токах в ветвях менее 2000 А. Идеальное выравнивание передаваемых мощностей и токов по упомянутым ВЛ 500 кВ можно получить при степени емкостной компенсации 60–65% $X_л$, что значительно удорожает УПК и вряд ли будет экономически целесообразным решением, поскольку требуемый эффект достигается уже при 50% компенсации.

Следует заметить, что аналогичный эффект повышения выдачи мощности СШ ГЭС и оптимального перераспределения потоков мощности по указанным выше



## НАПРЯЖЕНИЯ ВДОЛЬ ВЛ 500 КВ СШ–«НОВОКУЗНЕЦКАЯ», «КУЗБАССКАЯ» ДЛЯ РЕЖИМА БЕЗ УПК

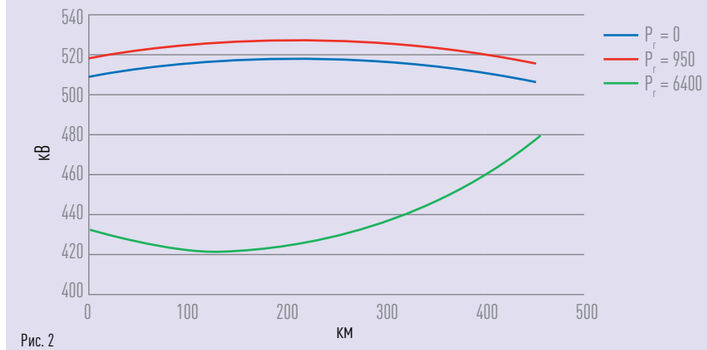



Рис. 2

## РАЗМЕЩЕНИЕ И СОСТАВ ОСНОВНОГО СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ УПК И ШР 180 МВАР НА ВЛ 500 КВ САЯНО-ШУШЕНСКАЯ ГЭС–«НОВОКУЗНЕЦКАЯ», «КУЗБАССКАЯ»

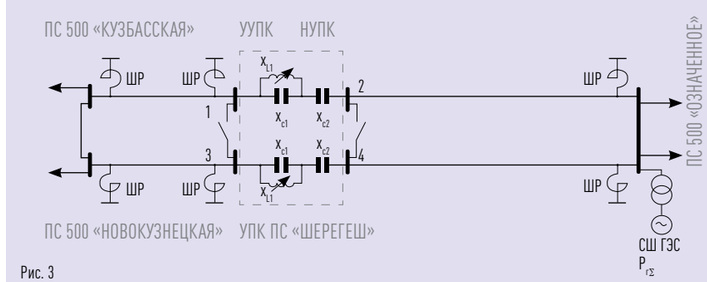



Рис. 3

## РЕЖИМ С УПК 50%

| $P_г+j_{Qг}$, МВА | Напряжения, кВ | | | | | | P+jQ, МВА* | P+jQ, МВА* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| СШ ГЭС | «Нов.» | «Кузб.» | «Таштагол» | СШ | «Итат» | СШ-«Нов.» | СШ-«Означ.» |
| 0+j0 | 512 | 511 | 528 | 510 | 505 | 517 | 278+j88 | 274+j41 |
| 920+j629 | 517 | 515 | 530 | 530 | 519 | 519 | 0+j19 | 457+j136 |
| 6400+j2387 | 471 | 471 | 484 | 507 | 500 | 521 | -1516-j25 | 1667+j19 |

* Для одной цепи 500 кВ

Таблица 2

направлениям можно получить при сооружении третьей цепи 500 кВ СШ ГЭС–«Новокузнецкая», что вряд ли будет экономически оправданным решением.

Благодаря продольной емкостной компенсации ($X_{c\Sigma}$ = 50% $X_л$ = const) обеспечивается значительно бóльшая, чем без УПК, выдача активной мощности генераторами Саяно-Шушенской ГЭС в послеаварийных и ремонтных режимах, например, при отключении одной из параллельных ВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС–«Новокузнецкая», «Кузбасская», при отключении одноцепной ВЛ 500 кВ «Алюминиевая»–«Абаканская»–«Итатская» или при полном отключении связи 500 кВ СШ ГЭС–«Означенное». В последнем случае благодаря УПК 50% удается сохранить в работе половину генераторов станции ($P_{ГЭ\Sigma}$= 3200 МВт).

Если не ставить задачу выдачи полной номинальной мощности станции 6400 МВт, учитывая, что существуют ограничения по динамической устойчивости ($P_г$ ⩽ 5000 МВт), то можно уменьшить емкостную компенсацию по рассматриваемой ВЛ до 30÷40%.

## НАПРЯЖЕНИЯ ВДОЛЬ ВЛ 500 КВ СШ–«НОВОКУЗНЕЦКАЯ», «КУЗБАССКАЯ» ДЛЯ РЕЖИМА С УПК 50%

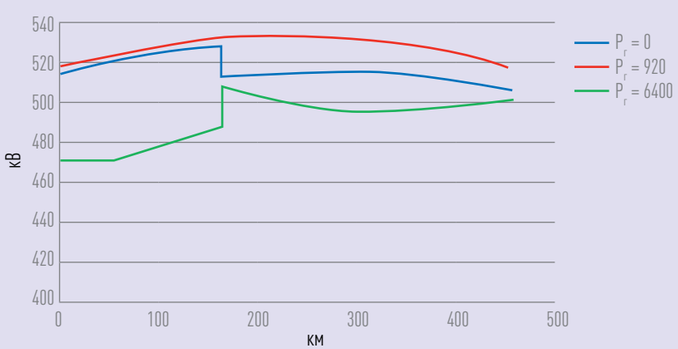



Рис. 4

## ПРЕИМУЩЕСТВА УПРАВЛЯЕМОЙ ПРОДОЛЬНОЙ ЕМКОСТНОЙ КОМПЕНСАЦИИ (УУПК)

Доля управляемой части УПК (УУПК) составляет 20% от индуктивного сопротивления одной цепи ($X_л$ = 136 Ом), т. е. максимальная величина $X_{c1}$ не превышает 27 Ом. Рассматриваются две схемы УУПК: так называемая резонансная, как это показано на рис. 3 и 5, у которой осуществляется плавное регулирование емкостного сопротивления $X_{c1}$ на диапазоне от $X_{c1\,min}$ = 11 Ом до $X_{c1\,max}$ = 27 Ом, и схема со ступенчатым регулированием (рис. 6) – две ступени по 13,5 Ом с диапазоном изменения $X_{c1}$ от $X_{c1\,min}$ = 0 до $X_{c1\,max}$ = 27 Ом.

Оба устройства УУПК с указанными выше диапазонами изменения емкостной компенсации позволяют оптимизировать установившийся режим электропередачи как по перераспределению потоков мощности, так и по уровням напряжения.

Оба устройства позволяют демпфировать электромеханические колебания – колебания роторов генераторов СШ ГЭС, помогая работе АРВ СД генераторов СШ ГЭС.



В качестве примера на рис. 7 показаны осциллограммы процессов при двухфазном КЗ на ВЛ 500 кВ СШ ГЭС–«Новокузнецкая» с ее отключением через Δt = 0,12 с: рис. 7 а – без УПК, рис. 7 б – с УУПК «резонансного» типа, регулируемой по производной частоты df/dt $K_{If}$ = –3 Гц/с; $T_р$ = 0,05 с, где угол эквивалентного генератора СШ ГЭС измеряется в эл. град.; $I_{ij}$ – токи нижней и верхней ветвей (рис. 3), кА; U – напряжение в месте КЗ (вблизи шин 500 кВ ПС СШ ГЭС), кВ. На рис. 7 б X – изменение индуктивного сопротивления $X_{L1}$ от $X_{L1\,min}$ = 16,8 Ом до $X_{L1\,max}$ = 1000 Ом ($X_{L1\,max} \to \infty$), при котором $X_{c1}$ изменяется на диапазоне от $X_{c1\,max}$ = 27 Ом до $X_{c1\,min}$ = 11 Ом. Действие УУПК обеспечивает хорошее демпфирование электромеханических колебаний генераторов СШ ГЭС.

## НЕДОСТАТКИ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ЕМКОСТНОЙ КОМПЕНСАЦИИ И ИХ ПРЕОДОЛЕНИЕ

Основными недостатками продольной емкостной компенсации являются: а) опасность возникновения самовозбуждения генераторов и субсинхронных колебаний после динамических возмущений; б) увеличение токов КЗ и перенапряжения на конденсаторах УПК при КЗ; в) наличие высших гармоник тока в случае применения УУПК «резонансного» типа.

Первая проблема решается на стадии выбора параметров УПК и УУПК, когда должна обеспечиваться отстройка от нежелательных электромагнитных явлений (самовозбуждения и субсинхронных колебаний). Как это оказалось, например, в рассматриваемом случае применения УПК 50% (УУПК 20% + НУПК 30%) $X_{c\Sigma}$ = 68 Ом. На рис. 8 показаны зоны синхронного (I), репульсионного (II) и асинхронного (III) емкостного самовозбуждения при разном числе работающих генераторов через компенсированную ВЛ на шины приемной системы, или на «землю». Как видно из рис. 8, наиболее широкие зоны самовозбуждения, в том числе и зона асинхронного (III), будут при работе одного гидрогенератора. При параллельной работе десяти гидрогенераторов эти области будут наименьшими. Точка «*» на рис. 8 соответствует 50% емкостной компенсации $X_c$ = 68 Ом при суммарном активном сопротивлении статорной цепи $R_\Sigma$ = 8–9 Ом. Эта точка находится вне зон самовозбуждения при любом числе работающих генераторов. Субсинхронный процесс после возмущения в сети при работе одного блока СШ ГЭС характеризуется парой сопряженных корней $p_{1,2}$ = α ±jβ = –7 ±j9, где α = –7 – декремент указывает на быстрое затухание субсинхронных колебаний. Частота скольжения этих колебаний β = 9 Гц (это соответствует частоте колебаний в статорной цепи $\omega_c$ – β = 50–9 = 41 Гц).

## УУПК НА ОСНОВЕ «РЕЗОНАНСНОЙ» СХЕМЫ

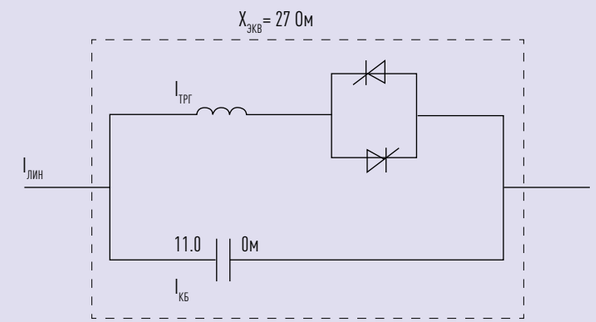



Рис. 5

## СТРУКТУРНАЯ СХЕМА УПК СО СТУПЕНЧАТЫМ УПРАВЛЕНИЕМ

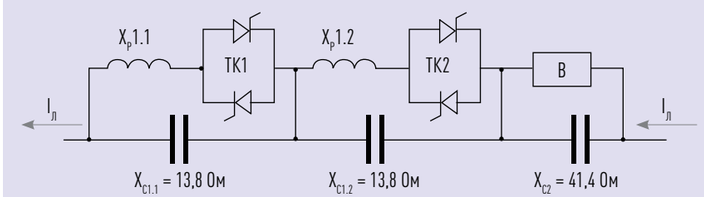
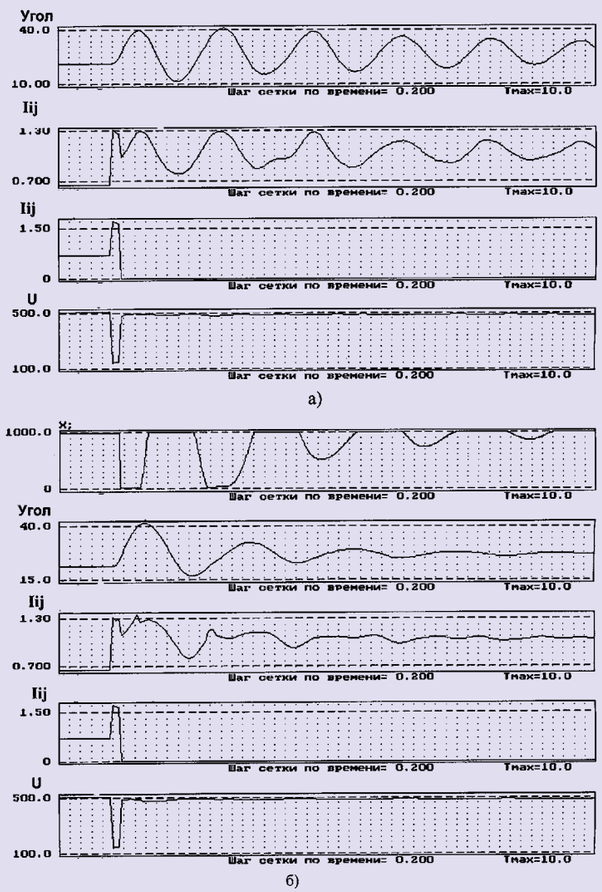



Рис.6

## ДЕМПФИРОВАНИЕ КОЛЕБАНИЙ ГЕНЕРАТОРОВ СШ ГЭС ПОСЛЕ ОТКЛЮЧЕНИЯ КЗ ПРИ ИСХОДНОЙ ЗАГРУЗКЕ ГЕНЕРАТОРОВ СШ ГЭС




РСШ = 2650 МВт: а) без УПК; б) с УПК 50% (20% УУПК + 30% НУПК)

Рис. 7

Что касается проблем, возникающих при коротких замыканиях, то система защиты УПК обеспечивает, с одной стороны, быстрое и эффективное шунтирование УПК с помощью ОПН и тиристорных вентилей в условиях, когда внешние возмущения могли бы вызвать повреждение конденсаторного оборудования, а с другой – обеспечивает повторное включение УПК в систему с минимальным запаздыванием после ликвидации повреждения в примыкающей сети.

Проблема высших гармоник может быть для УУПК «резонансного» типа, и она решается выбором схемы управления тиристорными вентилями.

К настоящему времени зарубежные устройства продольной компенсации доведены до такого уровня, что их надежность находится на уровне таких элементов, как линии, выключатели, трансформаторы и т. д.

## ПРИМЕНЕНИЕ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОРМОЖЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ НА СШ ГЭС

К сожалению, применение УУПК 50% или с бóльшей степенью компенсации не позволяет обеспечить предел динамической устойчивости генераторов СШ ГЭС, равный 6400 МВт. Реальный предел с учетом УУПК 50% не превышает 4800–5000 МВт, т. е. располагаемая мощность СШ ГЭС не может быть больше этой величины. Нужны меры с применением средств противоаварийной автоматики, в частности устройств электрического торможения (УЭТ) на генераторном напряжении [4], активные разработки которых в нашей стране по разным причинам были свернуты в 1960–70-х гг. и в настоящее время имеют слабое внедрение. На большинстве зарубежных гидро- и атомных электростанций (США, Канада) такие управляемые с помощью тиристоров устройства применяются в виде гигантских нагревателей воды, и они задействованы в контуре противоаварийного управления. При реализации УЭТ со ступенчатым или плавным регулированием тормозного резистора на шинах генераторов с применением тиристорной техники можно



осуществлять дозированное электрическое торможение небольшой продолжительности и поднять предел динамической устойчивости генераторов СШ ГЭС до величины установленной мощности станции 6400 МВт. Активная мощность тормозного устройства для каждого гидроагрегата СШ ГЭС может не превышать 100–200 МВт. Однако вопрос применения УЭТ требует проведения дополнительных исследований и технико-экономического обоснования.

## МОЩНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ УПК (УУПК И НУПК) И СТОИМОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Суммарная мощность конденсаторного оборудования УПК с двухступенчатым управлением УУПК при токе в линии 1800 А составит УУПК + НУПК = 270 + 410 = 680 МВА для одной цепи.

Ориентируясь на стоимостные показатели зарубежных устройств [5] УПК и УУПК (удельная стоимость нерегулируемых УПК 17–20 долларов США/кВАр и ступенчатых регулируемых УУПК 45 долларов США/кВАр), при курсе 1 доллар США ≈ 30 руб. стоимость оборудования установленной мощности 680 МВА (410 МВА – нерегулируемые УПК, 270 МВА – регулируемые) составит около 610 млн руб. Полная стоимость двух установок с учетом всего комплекса работ не должна превысить 1,5–2 млрд руб. Сроки создания 1,5–2 года. Окупаемость объекта 2–2,5 года. При применении «резонансной» схемы УУПК удельная стоимость будет выше в 1,3–1,5 раза с соответствующим увеличением сроков окупаемости объекта.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, для максимального использования Саяно-Шушенской ГЭС в паводковые и многоводные периоды с выдачей номинальной мощности станции 6400 МВт необходимо:

1. Использовать централизованную систему управления выдачей активной мощности СШ ГЭС и окружающих тепловых электростанций как единственный с экономической точки зрения способ снижения фактора «запертой» мощности СШ ГЭС на этот период времени.

2. Применить устройства управляемой продольной компенсации (УУПК 20% + НУПК 30%) на связи 500 кВ СШ ГЭС–«Новокузнецкая», «Кузбасская», что в сочетании с упомянутым выше позволит увеличить загрузку генераторов СШ ГЭС до номинальной мощности 6400 МВт с требуемым запасом статической устойчивости (К = 1,2) при оптимальном потокораспределении в сети и поддержании профиля напряжения по компенсированной линии в пределах допускаемых значений и обеспечит эффективное демпфирование электромеханических колебаний после возмущений.

3. Создать управляемые устройства электрического торможения (УЭТ) на стороне генераторного напряжения, задействованные в схеме противоаварийного управления и в системе общестанционного управления генераторами СШ ГЭС, позволяющие увеличить предел динамической устойчивости генераторов до номинальной мощности станции 6400 МВт. Но применение УЭТ требует проведения дополнительных исследований и технико-экономического обоснования.

## ЗОНЫ ЕМКОСТНОГО САМОВОЗБУЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ СШ ГЭС

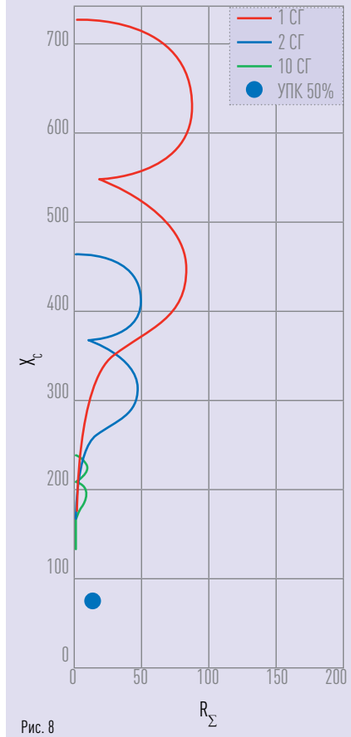



Рис. 8

## ЛИТЕРАТУРА

1. http://rn.wikipedia.org/Саяно-Шушенская_ГЭС.
2. Брызгалов В. И. Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций. – Красноярск: Сибирский ИД «Суриков», 1999. – 560 с.
3. Акт технического расследования причин аварии, происшедшей 17 августа 2009 г. – Тайга.info – Ростехнадзор.
4. Гробовой А. А. Разработка требований к установкам электрического торможения гидрогенераторов Зейской ГЭС из условия обеспечения динамической и послеаварийной статической устойчивости. – СибНИИЭ, 1986.
5. http://www.energy.siemens.com.