

возникновения к.з. эти параметры могли различаться.

Отчетливо видно: снижение тока к.з. с течением времени и темп снижения в обоих случаях практически совпадают.

Также видно, что начиная с момента времени $t=0,125$ вступает в действие АРВ и начинается рост тока к.з. В реальной осциллограмме скорость подъема возбуждения немного ниже, чем в расчетной осциллограмме. И это объяснимо: в процессе эксплуатации режим и технические характеристики АРВ могут отличаться от паспортных характеристик.

Литература

1. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М., Энергия, 1979.
2. Таабалдиева Н.Д. Разработка методики и программы расчета переходных процессов при к.з. в электроэнергетической системе Кыргызской Республики. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Б., 2015, 201 с.

References

1. Ulyanov S. A. Electromagnetic transition processes in electric systems. M, Energy, 1979.
2. Taabaldiyeva N. D. Development of a technique and the program of calculation of transition processes at к.з. in electrical power system of the Kyrgyz Republic. The thesis on competition of an academic degree of Candidate of Technical Sciences. B., 2015, 201 pages.

УДК 621.311

ДОПУСТИМОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ НАПВ НА ЛИНИИ 110 кВ, СОЕДИНЯЮЩЕЙ ТЭЦ С СИСТЕМОЙ СОИЗМЕРИМОЙ МОЩНОСТИ

Джунуев Тилеген Абдымомунович, профессор, Кыргызский государственный технический университет им. И.Раззакова, Кыргызстан, 720044, г. Бишкек, пр. Мира, 66

Джунуев Тимур Тилегенович, старший преподаватель, КГТУ им. И.Раззакова, Кыргызстан, 720044, г. Бишкек, пр. Мира, 66.

Цель работы - рассматривается вопрос о применении НАПВ на линии, связывающей ТЭС с системой ограниченной мощности по упрощенным математическим моделям. При этом применительно к одному генератору корректно говорить об асинхронном ходе, когда возбужденный генератор работает несинхронно с энергосистемой и об асинхронном режиме, когда генератор работает при потере возбуждения. В данной статье рассматривается допустимость применения НАПВ на линии 110 кВ, связывающей ТЭЦ г. Бишкек с подстанцией «Главная», к шинам 110 кВ станций подключена относительно большая нагрузка. Проведены расчеты, определены необходимые и достаточные условия применения НАПВ.

Ключевые слова: НАПВ, ЛЭП, электрическая система, генератор, трансформатор, реактивное сопротивление, асинхронный режим, статическая устойчивость, динамическая устойчивость, возбуждение.

PERMITTED USE DIRECTIONAL AUTO-RECLOSE ON 110 kV LINE CONNECTING THE THERMOELECTRIC PLANT OF COMPARABLE CAPACITY SYSTEM

Dzhunuyev Tilegen Abdymomunovich, professor, KGTU of I. Razzakov, Kyrgyzstan, 720044, Bishkek, Mira Ave., 66.

Dzhunuyev Timur Tilegenovich, the senior teacher, KGTU of I. Razzakov, Kyrgyzstan, 720044, Bishkek, Mira Ave., 66.

The work purpose - is considered a question of application of the directed automatic repeated inclusion on the line, the connecting heatpower network with system of limited power on the simplified mathematical models. Thus in relation to one generator it is correct to speak about the asynchronous course when the excited generator works nonsynchronously with a power supply system and in the asynchronous mode when the generator works at loss excitement. In this article the admissibility application of the directed automatic repeated inclusion on the line of 110 kV connecting теплоэлектроцентраль Bishkek with substation "Glavnaya" is considered rather big loading is connected to tires of 110 kV of stations. Calculations are carried out, necessary and sufficient conditions of application of the directed automatic repeated inclusion are defined.

Keywords: the directed automatic repeated inclusion, a power line, electric system, the generator, the transformer, jet resistance, the asynchronous mode, static stability, dynamic stability, excitement.

Под асинхронным режимом понимают кратковременную работу генератора или энергосистемы при несинхронной работе, что вызывается различными причинами [1]. Известно, что асинхронные режимы являются одним из самых тяжелых аварийных режимов. К настоящему времени разработаны и широко используются средства автоматики, которые обеспечивают без вмешательства обслуживающего персонала ресинхронизацию выпавших из синхронизма машин.

Асинхронный режим в системе возникает вследствие следующих нарушений процессов эксплуатации:

- а) Потеря возбуждения
- б) Превышение предела статической устойчивости
- в) Превышение предела динамической устойчивости
- г) НАПВ линии электропередачи
- д) Выпадение из синхронизма в результате возникших в системе больших колебаний.

Известно, что восстановление параллельной работы частей электроэнергетической системы после разрыва связи между ними может производиться либо способом точной синхронизации, при котором требуется соблюдение равенства частот, а также амплитуды и фазы напряжений включаемых частей энергосистемы, либо способом контроля и улавливания синхронизма, при котором включение может допускаться практически при равенстве абсолютных значений напряжений и наличии небольшой разности частот (до 1 Гц) и угла расхождения фаз (до $45-60^\circ$), либо способом повторного включения отключившейся связи без контроля синхронизма. Последний способ, получивший название способа несинхронного АПВ (НАПВ), нашел широкое применение в энергетических системах, способствующим фактором стали его простота и возможность быстрого восстановления нормальной работы энергосистемы при авариях, сопровождающихся делением на отдельные несинхронно работающие части.

В эксплуатации имеется значительное число электростанций и частей энергосистем, связанных между собой одиночными линиями электропередачи. В нормальном режиме работы системы по линии передается мощность, определяемая нагрузкой системы. Всякое аварийное отключение такой одиночной линии передачи приводит к тому, что в одной части системы возникает дефицит мощности, а в другой части – избыток мощности. В той части системы, где возник дефицит мощности, происходит снижение частоты. При наличии резерва мощности частота будет восстановлена. Время восстановления частоты определяется характеристиками регуляторов скорости турбин. Паровые турбины относительно быстро увеличивают нагрузку при понижении частоты, а для гидротурбин это время будет значительно больше. Таким образом, даже при наличии резерва при некоторых условиях частота может уменьшаться до такого значения, что произойдет отключение отдельных потребителей автоматической частотной разгрузкой (АЧР). В той части системы, где будет избыток мощности, произойдет увеличение частоты. Восстановление частоты требует быстрого АПВ линии. Для восстановления параллельной работы способом точной синхронизации потребуется относительно большое время, связанное с отключением потребителей в приемной части системы. При этих условиях, когда по линии в предшествующем отключенном режиме передается относительно большая мощность, неэффективным может оказаться применение АПВ с контролем и улавливающим синхронизма (АПВУС), так как оно не разрешит произвести повторное включение линии вследствие быстрого расхождения фаз напряжений или э.д.с., отделившихся частей системы сразу после разрыва связи. Таким образом, именно в тех случаях, когда требуется обеспечить быстрое восстановление параллельной работы, применение АПВУС не может предотвратить аварию.

В то же время может оказаться допустимым применение НАПВ, которое обеспечит быстрое восстановление параллельной работы.

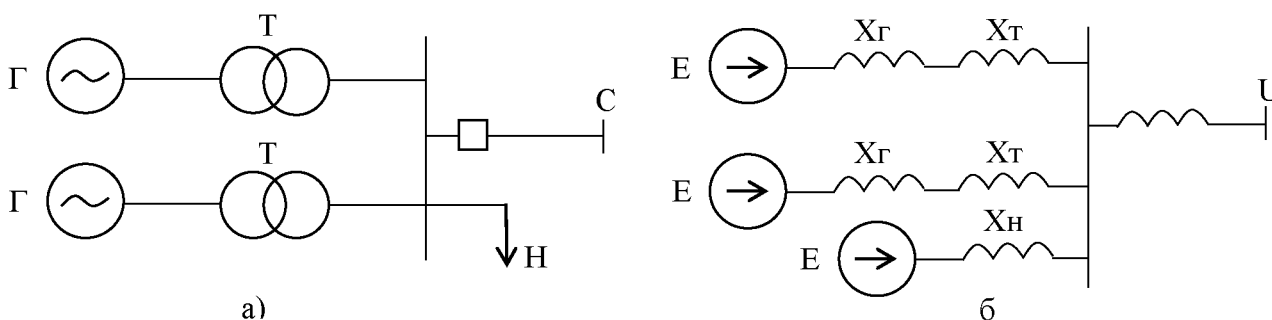


Рис.1. Принципиальная схема (а) и схема замещения системы (б).

Генератор Г1 представлен как эквивалентный генератор мощностью 300 МВт (три блока по 100 МВт), а генератор Г2 – остальные генераторы ТЭЦ суммарной мощностью 400 МВт. Параметры элементов схемы приведены к базисной мощности 100 МВА и взяты из ранее проведенных расчетов [3].

1. Расчет без учета нагрузки.

Эквивалентное сопротивление ветви генераторов:

$$x_{ГЭ} = \frac{(x_{Г1} + x_{Г2})(x_{Г2} + x_{Г2})}{x_{Г1} + x_{Г1} + x_{Г2} + x_{Г2}} = \frac{(0,125 + 0,105)(0,25 + 0,15)}{0,125 + 0,105 + 0,25 + 0,15} = \frac{0,23 \cdot 0,4}{0,63} = 0,146$$

Результирующее реактивное сопротивление

$$x_{рез} = x_{ГЭ} + x_{л} = 0,146 + 0,1 = 0,246.$$

Наибольшее значение периодической слагающей тока в линии при НАПВ равно:

$$I_{нс.л} = \frac{E_1 + E_2}{x_{рез}} = \frac{2,1}{0,246} = 8,55$$

Периодический ток несинхронного включения в генераторе Г1:

$$\frac{I_{нс.Г1}}{I_n} = 8,55 \cdot \frac{0,4}{0,63} = 5,45.$$

Допустимый периодический ток несинхронного включения для генераторов Г1 и Г2 определяется по критерию:

$$\frac{I_{нс.Г1}}{I_n} \leq 0,7/x''d \quad (\text{для турбогенераторов})$$

т.е. $\frac{0,7}{0,125} = 5,6$, и таким образом, для генератора Г1 НАПВ допустимо: $5,45 \leq 5,6$.

Ток несинхронного включения в генераторе Г2, приведенный к своему номинальному току:

$$\frac{I_{нс.Г2}}{I_n} = 8,55 \cdot \frac{0,23}{0,63} \cdot \frac{100}{40} = 7,3 > 5,6,$$

т.е. для генератора Г2 НАПВ недопустимо.

2. Расчет с учетом нагрузки. Реактивное сопротивление нагрузки, приведенное к базисной мощности 100 МВА, составляет

$$x_n = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_n} = 0,35 \cdot \frac{100 \cdot 0,85}{85} = 0,35$$

Эквивалентное сопротивление ветви генераторов и нагрузки:

$$x_э = \frac{0,146 \cdot 0,35}{0,496} = 0,072$$

Эквивалентная э.д.с. генераторов и нагрузки:

$$E_э = \frac{E \cdot x_n + E_n \cdot x_Г}{x_э + x_n} = \frac{1,05 \cdot 0,35 + 0,9 \cdot 0,146}{0,496} = 0,92$$

Результирующее сопротивление:

$$x_{рез} = 0,072 + 0,1 = 0,172$$

Наибольшее значение тока несинхронного включения линии

$$I_{нс.л} = \frac{U_c + E_э}{x_{рез}} = \frac{1 + 0,92}{0,172} = 11,2$$

Ток в цепи генераторов при $\Delta E = 1,05 - 0,9 = 0,15$.

$$I_{нс.ГЭ} = \frac{0,15 + 11,2 \cdot 0,35}{0,35 + 0,146} = 8,1$$

Распределение токов по генераторам:

$$\frac{I_{нс.Г1}}{I_{ном}} = 8,1 \cdot \frac{0,4}{0,63} = 5,1 < 5,6;$$

$$\frac{I_{нс.Г2}}{I_{ном}} = 8,1 \cdot \frac{0,23}{0,63} \cdot \frac{100}{40} = 7,4 > 5,6.$$

При учете нагрузки также НАПВ для Г1 допустим, а для Г2 – недопустим.

Следует отметить, что упрощения при определении допустимости НАПВ позволяют яснее представить физическую сущность данного процесса, но мы никак не претендуем на точность выполненных расчетов, а следовательно, полученные результаты также должны быть уточнены с применением более полных математических моделей, т.е. проведенные выше расчеты носят оценочный характер.

В настоящее время расчеты параметров асинхронного режима, в том числе и определение возможности применения НАПВ, проводят по достаточно сложным математическим моделям, в частности, с применением полных уравнений Горева-Парка, позволяющих учесть изменение всех параметров режима.

Список литературы

1. Веников В.А. Электромеханические переходные процессы в электрических системах. М., ГЭИ, 1970.
2. Сыромятников И.А. Режимы работы синхронных генераторов. М., ГЭИ, 1952.
3. Джунуев Т.А. Методологические основы исследования и способы повышения статической устойчивости электроэнергетических систем ограниченной мощности. Автореферат диссертации на соискание учен. степени д-ра техн. наук, Бишкек, 2013.

References

1. Venikov V.A. Electromechanical transition processes in electric systems. M, GEI, 1970.
2. Syromyatnikov I.A. Operating modes of synchronous generators. M, GEI, 1952.
3. Dzhunuyev T.A. Methodological bases of research and ways of increase of static stability of electrical power systems of limited power. The abstract of the thesis on competition of an academic degree of the Doctor of Engineering, Bishkek, 2013.

УДК 621.311

ОСОБЕННОСТИ ВЕДЕНИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ КЫРГЫЗСТАНА

Куданалиев Эмил Темирбекович, ОАО "Национальная электрическая сеть Кыргызстана", Кыргызстан, 720070, г. Бишкек, ул. Жибек-Жолу, 326, e-mail: emiltk@mail.ru

Цель работы - рассматриваются особенности ведения режима работы энергосистемы Кыргызстана и необходимость автоматизации режима работы Нарынского каскада ГЭС. Так, управление режимом работы каскада Нарынских ГЭС осуществляется «вручную», автоматизация данного процесса полностью отсутствует. За годы обретения независимости Кыргызской Республики никаких работ по реконструкции и модернизации АСДУ каскада Нарынских ГЭС не проводилось. ОИК, функционировавший в советское время, сейчас практически не работоспособен. Диспетчер энергосистемы на данный момент может контролировать и то с запаздыванием в 30 сек, только мощность и частоту на ТГЭС, с остальных станций необходимые параметры могут быть получены только при переговорах по диспетчерским каналам связи. Поэтому энергосистема КР должна быть обеспечена высокочастотными или оптическими каналами связи с устройствами переприема на промежуточных объектах.

Ключевые слова: энергосистема, нагрузка, ГЭС, водохранилище, холостой сброс, АСДУ, бьеф, АРЧМ.

FEATURES OF MAINTAINING OPERATING MODE OF THE POWER SUPPLY SYSTEM OF KYRGYZSTAN

Kudanaliev Emil Temirbekovich, JSC Natsionalnaya elektricheskaya set Kyrgyzstana, Kyrgyzstan, 720070, Bishkek, Zhibek-Zholu St., 326, e-mail: emiltk@mail.ru

The work purpose - features of maintaining an operating mode of a power supply system of Kyrgyzstan and need of automation of an operating mode of the Naryn cascade of hydroelectric power station are considered. So control of an operating mode of the cascade of Naryn hydroelectric power stations is exercised "manually", automation of this process completely is absent. For years of finding of independence of the Kyrgyz Republic of any works on reconstruction and modernization of ASDU of the cascade of Naryn hydroelectric power stations it wasn't made. OIC functioning in Soviet period now almost it isn't efficient. The dispatcher of a power supply system at the moment can control and that, delay in 30 sec. only the power and frequency on TGES, from other stations necessary parameters can be received only at negotiations on dispatching communication channels. Therefore the power supply system of KR has to be provided with high-frequency or optical communication channels with rereception devices on intermediate objects.

Keywords: power supply system, loading, hydroelectric power station, reservoir, single dumping, ASDU, ARChM.

Как и в любой энергосистеме, одной из основных функций диспетчера энергосистемы Кыргызстана является обеспечение самобалансирования по генерации и потреблению и строгое соблюдение планового сальдо-перетока. Учитывая резкие изменения потребления по мощности в течение суток и в зимнее и летнее время, практически в два раза, а также участие в покрытии пиковых нагрузок соседних энергосистем на платной основе - это не простая задача.

За последние два года энергосистема Кыргызстана перешла из разряда избыточных в разряд дефицитных по электроэнергии. Но по мощности на данный момент существует небольшой запас. Основные электростанции энергосистемы Кыргызстана[1]:

	кол. генер.	расп. мощ.
ТЭЦг.Бишкек (ТЭЦ Б)	7	360 МВт
Токтогульская ГЭС (ТГЭС)	4	1200 МВт,
Курпайская ГЭС (КГЭС)	4	800 МВт,
Ташкумырская ГЭС (ТашГЭС) 3		450 МВт,
Шамалдысайская ГЭС (ШГЭС) 3		80МВт,