

DOI 10.5862/JEST.254.12

УДК 621.313.322

А.В. Недоливко, А.Н. Беляев

ПОВЫШЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ТРАНЗИТНЫХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ ДАННЫХ МОНИТОРИНГА ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ

A.V. Nedolivko, A.N. Belyaev

IMPROVING THE INTERTIE TRANSIENT STABILITY BASED ON WIDE AREA MEASUREMENT SYSTEM DATA

В работе исследованы возможности применения дополнительного регулирования возбуждения и мощности по взаимным углам между роторами синхронных машин на основе данных мониторинга переходных режимов (WAMS/СМПП) для повышения уровня статической и динамической устойчивости межсистемной линии электропередачи 330 кВ Кольская АЭС – Карельская энергосистема – Киришская ГРЭС. Разработана методика построения областей равного ускорения для произвольных параметров и конфигурации электроэнергетической системы, позволяющая выбрать оптимальные с точки зрения динамической устойчивости характеристики дополнительных обратных связей в системах регулирования возбуждения и мощности генераторов по взаимному углу и его производным. Показано, что введение управления по взаимному углу с использованием системы GPS/ГЛОНАСС является технически оправданным средством по повышению динамической устойчивости межсистемных связей.

МЕЖСИСТЕМНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ; СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ; СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ; ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ; СИНХРОННЫЙ ГЕНЕРАТОР; АВТОМАТИЧЕСКИЙ РЕГУЛЯТОР ВОЗБУЖДЕНИЯ; АВТОМАТИЧЕСКИЙ РЕГУЛЯТОР ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ.

Transient stability enhancement is an important issue for all large power systems in the world, especially in case of widespread blackouts. In order to increase the transient stability level, various technical devices and methods are developed in electrical power systems, such as the wide area control system (WACS). We have proposed a method for assessing the transient stability level on the basis of calculating the equal acceleration/deceleration areas, similarly to D-decomposition in small-signal stability analysis, and used it for finding the optimal settings of excitation (AVR+PSS) and governing control (AGC) with additional signals from wide area measurement system (WAMS) in a 330 kV Kola-Karelian Intertie test model.

INTERTIE, SMALL SIGNAL STABILITY; TRANSIENT STABILITY; SYNCHRONOUS GENERATOR; AUTOMATIC VOLTAGE REGULATOR; POWER SYSTEM STABILIZER; AUTOMATIC LOAD-FREQUENCY CONTROL; WIDE AREA MEASUREMENT SYSTEM.

Введение

Система WAMS (от англ. «wide area measurement system»), или СМПП (система мониторинга переходных режимов), получила широкое распространение в энергетике многих стран мира [1,

2]. Опыт ее использования позволил выявить основные направления практического применения [3, 4], в числе которых верификация цифровых моделей энергосистем, мониторинг напряжений в узлах сети, анализ произошедших аварий и т. п.

Построение управления по параметрам переходного процесса — взаимным углам и скольжениям — непростая техническая задача. Это связано, главным образом, с неточностью измерений указанных параметров, ненадежностью используемых каналов телепередачи вследствие повышенной загрузки другой необходимой информацией, а также из-за наведенных электромагнитных помех [9, 10]. Благодаря синхронности измерений в СМПП появляется возможность контролировать параметры, которые для задачи управления переходными режимами обладают наибольшей информативностью (рис. 1).

Основная цель нашей работы — обосновать необходимость при управлении транзитной электропередачей переменного тока применять для повышения уровня статической и динамической устойчивости дополнительное регулирование возбуждения и мощности генераторов примыкающих электрических станций по данным систем мониторинга переходных режимов.

Решаются следующие основные задачи:

1. Исследование целесообразности внедрения дополнительных обратных связей по взаимному углу и его производным в системах регулирования (АРВ и АРЧМ) эквивалентных генераторов электростанций тестовой электроэнергетической системы (ЭЭС) и выбор настроечных параметров этих связей на основе совместного расчета областей D -разбиения и собственных значений матрицы переменных состояния.

2. Исследование влияния новых каналов регулирования по взаимным параметрам на динамическую устойчивость тестовой модели ЭЭС

на основе совместного применения расчета переходных процессов и «правила площадей».

3. Верификация полученных алгоритмов управления на примере упрощенной схемы межсистемной электропередачи 330 кВ Кольская АЭС — Карельская энергосистема — Киришская ГРЭС.

Методика оценки запасов динамической устойчивости

Расчет динамической устойчивости требует решения существенно нелинейной задачи большой размерности с использованием методов численного интегрирования. Другим подходом к проблеме анализа динамической устойчивости является графический метод — «правило площадей». Этот метод заключается в оценке поведения произвольной системы на основе закона сохранения энергии без построения кривых качаний ротора. Все представленные далее расчеты выполнены при помощи разработанной авторами методики оценки запасов динамической устойчивости, основанной на совместном применении правила площадей и построении кривых переходных процессов во временной области. Расчет переходных процессов во временной области дает информацию о «критических» машинах, являющихся причиной потери синхронизма в системе. Эта информация позволяет быстро и точно оценить пределы устойчивости — предельные времена отключения и предельные взаимные углы роторов [5], а также проанализировать влияние тех или иных параметров на величину площадей ускорения и торможения и, как следствие,

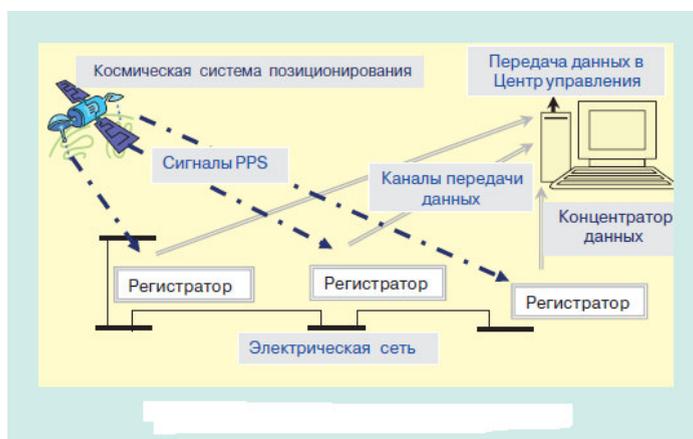


Рис. 1. Структурная схема системы мониторинга переходных режимов

изменение уровня динамической устойчивости. Визуализация полученной информации (по аналогии с построением областей D -разбиения при расчетах статической устойчивости) позволяет сформулировать минимально необходимые технические требования к силовому оборудованию и его системам управления.

При возникновении возмущения с помощью программы расчетов переходных процессов во временной области производится анализ заданной аварийной ситуации для достаточно малых времен отключения коротких замыканий и далее выполняются следующие действия:

1) вычисляется кривая взаимного ускорения между двумя генераторами по следующей формуле:

$$\delta_{12}'' = \frac{d^2}{dt^2}(\delta_1 - \delta_2) = \frac{\omega_c}{T_{J1}}(P_{T1} - P_1) - \frac{\omega_c}{T_{J2}}(P_{T2} - P_2),$$

где δ_{12} – взаимный угол между поперечными осями базисного генератора и критической машины; ω_c – синхронная частота; T_{J1} – механическая инерционная постоянная базисного генератора; T_{J2} – механическая инерционная постоянная критической машины; P_{T1} – механическая мощность на валу базисного генератора; P_{T2} – мощность механизма, приводимого во вращение критической машиной; P_1 – электромагнитная

мощность базисного генератора; P_2 – электромагнитная мощность критической машины;

2) интегрированием по взаимному углу кривой взаимного ускорения δ_{12}'' на интервалах времени, соответствующих ускорению и торможению роторов, с помощью правила площадей определяется, устойчива ли система динамически, а также рассчитываются величины площадей ускорения, торможения и их суммы для заданной комбинации искомых параметров (рис. 2);

3) варьируя два любых параметра исходной модели системы в некотором диапазоне величин, формируют соответствующие матрицы величин площадей, определяющие уровень динамической устойчивости ЭЭС.

Полученная таким образом информация об уровнях динамической устойчивости системы визуализируется на плоскости линиями равных значений, причем оси абсцисс и ординат соответствуют искомым параметрам, например коэффициентам регулирования, а по виртуальной оси Z откладывается какая-либо из рассчитанных величин (по умолчанию таковой является площадь ускорения). Диапазон оптимальных значений искомых параметров будет определяться минимальными уровнями взаимного ускорения роторов генераторов.

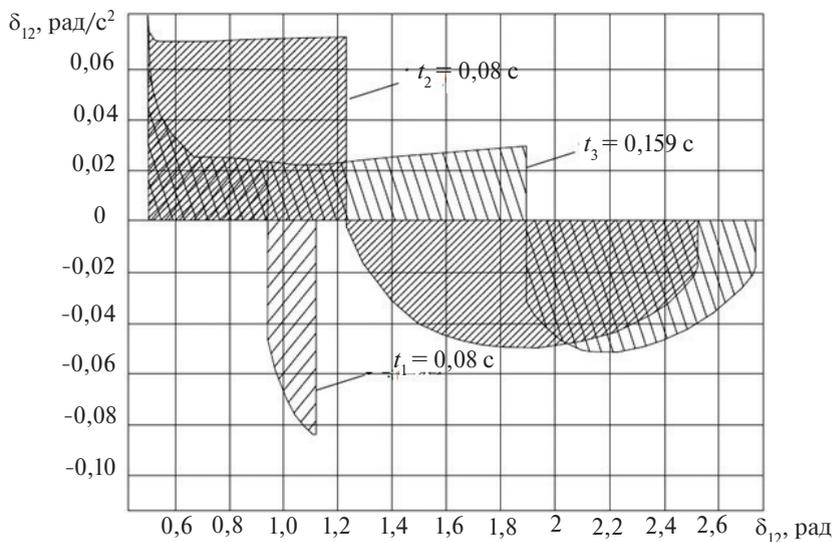


Рис. 2. График зависимости ускорения от взаимного угла:
 t_1 – предельная длительность трехфазного короткого замыкания (0,08 с) без регулирования по взаимным параметрам; t_2 – та же длительность трехфазного короткого замыкания (0,08 с) с регулированием по взаимным параметрам; t_3 – предельная длительность трехфазного короткого замыкания (0,159 с) с регулированием по взаимным параметрам

**Тестовая модель межсистемной линии электропередачи 330 кВ
Кольская АЭС – Киришская ГРЭС**

Покажем возможность применения систем регулирования по данным СМНР для межсистемной электропередачи 330 кВ Кольская АЭС – Карельская энергосистема – Киришская ГРЭС (энергосистема Ленинградской области). Эквивалентная схема Кола-Карельского транзита представлена на рис. 3.

Из-за недостаточной пропускной способности транзита имеет место недоиспользование возможной выработки электроэнергии Кольской АЭС и «запертая» мощность в Кольской и Карельской энергосистемах. Транзит загружен в направлении выдачи мощности в энергосистему Республики Карелия и далее в энергосистему Санкт-Петербурга и Ленинградской области. Большую часть времени его загрузка достигает максимально возможной величины 550–580 МВт.

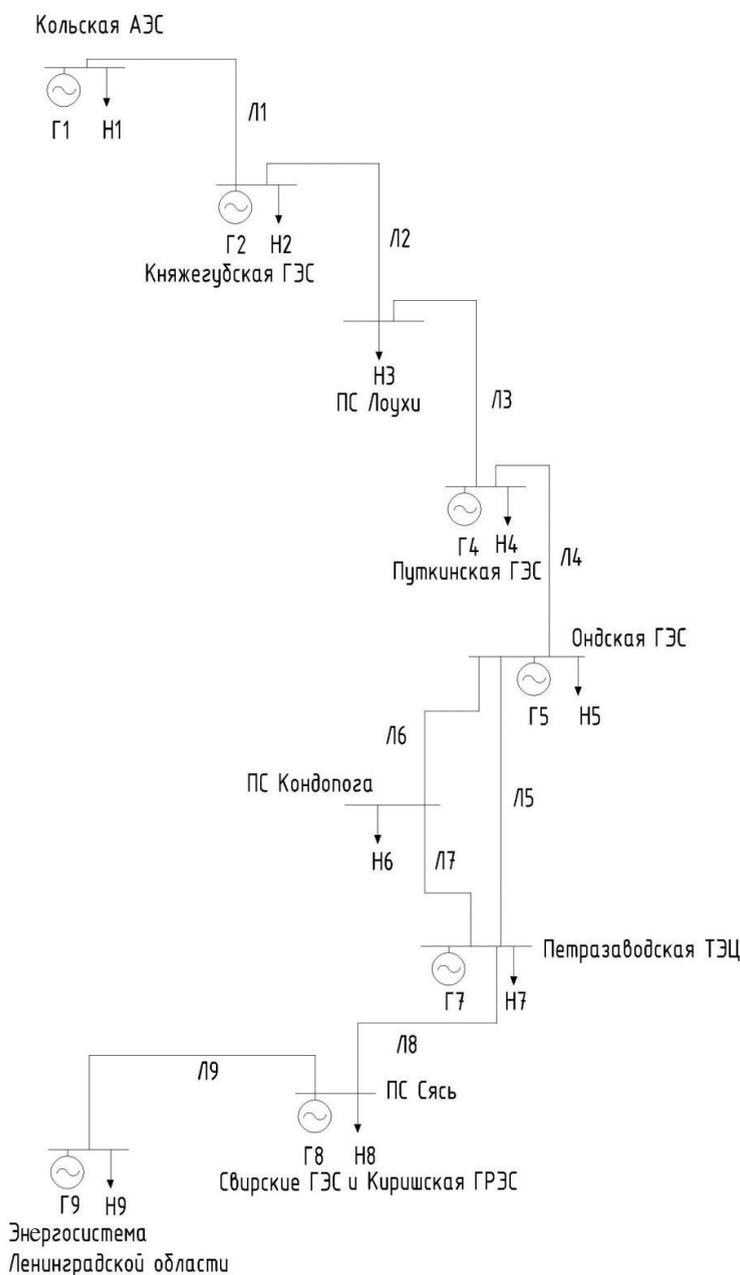


Рис. 3. Эквивалентная схема Кола-Карельского транзита

При таком достаточно плотном графике использования пропускной способности электрической сети (около 7000 час.) на транзите Колэнерго – Карелэнерго – Ленэнерго затруднен вывод в ремонт ВЛ 330 кВ, формирующих этот транзит. Кроме того, большинство аварийных отключений ВЛ 330 кВ, отходящих от шин Кольской АЭС, требует вывода из работы одного–трех турбогенераторов АЭС. Однако в настоящее время для повышения пропускной способности указанного транзита осуществляется сооружение второй ВЛ 330 кВ. Поэтому будем рассматривать случай двухцепного исполнения транзита и полной выдачи мощности Кольской АЭС.

Описание переходных процессов в синхронных генераторах выполнено на основании системы уравнений Парка–Горева в относительных единицах взаимного типа без учета влияния быстропереходных процессов в статорных контурах [5]. Для участков линий электропередачи сравнительно небольшой длины можно использовать модель с сосредоточенными параметрами: активное и реактивное сопротивление линии $r_{л}$ и $x_{л}$, активную и емкостную проводимости линии $g_{л}$ и $b_{л}$. В первом приближении достаточно представить нагрузку постоянной проводимостью. Перераспределение величины нагрузок соответствует изменению режима работы межсистемной электропередачи, а также дает возможность моделировать режимы зимнего максимума и летнего минимума нагрузок. Упрощенная модель автоматического регулятора возбуждения сильного действия, разработанная ВНИИЭлектромаш [6], дополнена каналом по отклонению абсолютного угла между поперечными осями роторов синхронных генераторов (рис. 4, а). Для уточненного моделирования процессов в паровых турбинах используется, как известно, набор из 15 дифференциальных уравнений [8]. Однако для предварительной оценки целесообразности применения в управлении возбуждением и мощностью генераторов данных СМПР в работе используется упрощенная модель (рис. 4, б). Канал по отклонению абсолютного угла – инерционным звеном первого порядка, канал второй производной угла представляется инерционным дифференцирующим звеном второго порядка, причем их постоянные времени определяют

запаздывание в цепях измерения, преобразования и передачи сигналов векторов напряжения между разными частями энергообъединения (они составляют величину порядка 0,2 с). Предполагается введение управления по взаимным параметрам на Кольской АЭС (эквивалентный генератор Г1) и Киришской ГРЭС (эквивалентный генератор Г8), как наиболее мощных, современных и режимобразующих станциях данного района.

Оценка статической устойчивости исходной модели ЭЭС при наличии традиционных каналов регулирования с оптимальными настройками и отсутствии регулирования по взаимным параметрам выполнена с помощью расчета корней характеристического полинома системы уравнений исследуемой модели, которые равны следующим значениям:

$$\begin{array}{lll} -0,837 \pm j6,020; & -0,558 \pm j6,981; & -0,405; \\ -0,706 \pm j2,893; & -0,525 \pm j0,124; & -0,370; \\ -0,666; & -0,492 \pm j10,241; & -0,347; \\ -0,653 \pm j9,986; & -0,491 \pm j5,357; & -0,239. \end{array}$$

По полученным значениям можно сделать вывод о том, что система обладает высокой степенью демпфирования колебаний, поскольку в реальных ЭЭС качество регулирования варьируется в диапазоне $|\alpha| \approx 0,1-0,2$ 1/с.

Можно показать, что введение дополнительных обратных связей не приведет к существенному улучшению показателей колебательной устойчивости [7]. Регулирование по углу в автоматическом регуляторе возбуждения аналогично применению пропорционально-дифференциального регулятора по напряжению и может повлиять главным образом на апериодическую устойчивость. В таких условиях применение дополнительной обратной связи будет избыточным. Стоит отметить, что результат не изменяется при уменьшении постоянных времени каналов АРВ генераторов.

Применение данных СМПР для управления Кола-Карельским транзитом

Определим влияние обратной связи по взаимным параметрам на динамическую устойчивость Кола-Карельского транзита. Вначале рассчитаем предельное время отключения трехфазного короткого замыкания на шинах

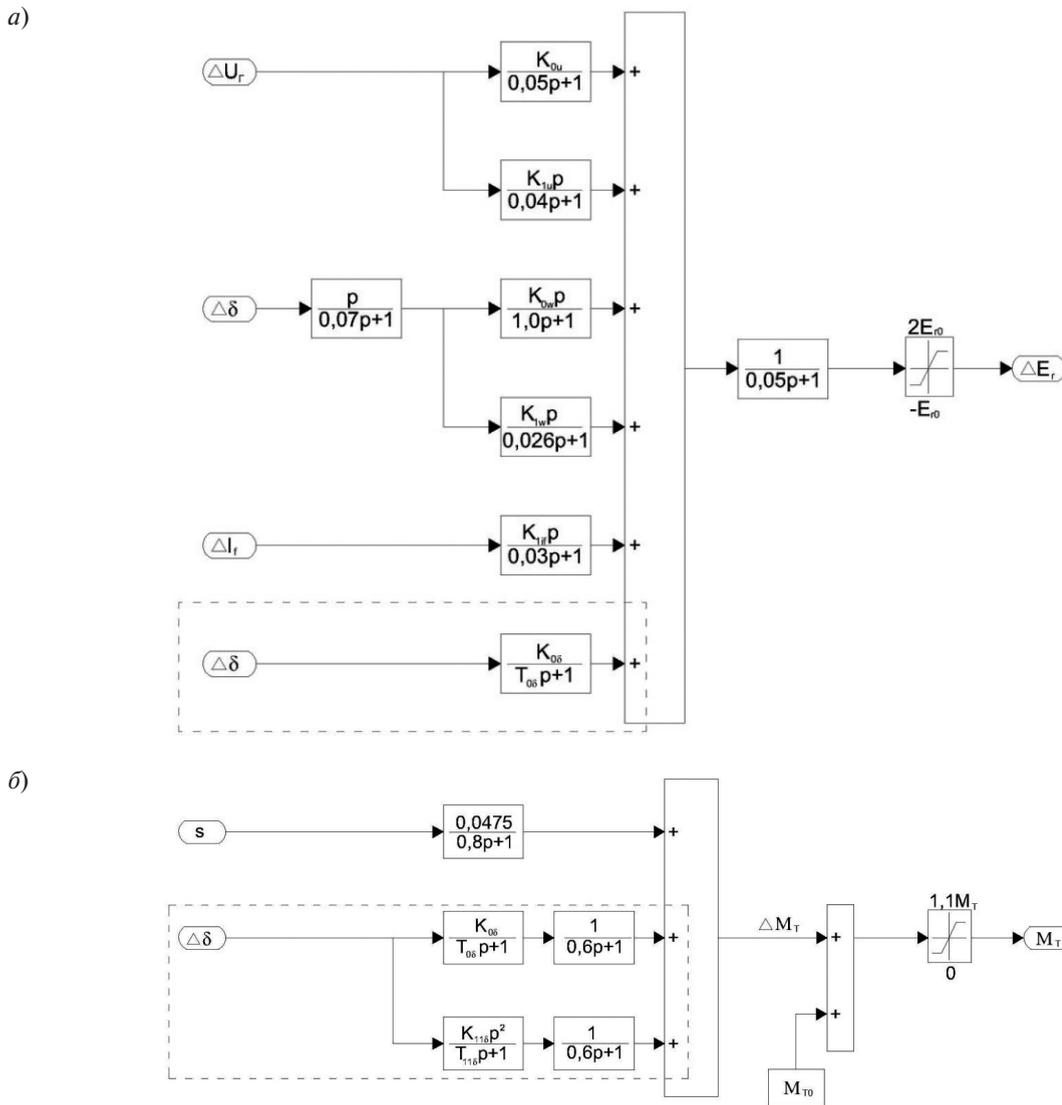


Рис. 4. Упрощенные схемы АРВ (а) и АРЧМ (б)

определенных станций (с наименьшим временем отключения; см. таблицу, первую строку).

Из таблицы видно, что наименьшее предельное время короткого замыкания — на шинах Кольской АЭС, однако и при повреждениях в других местах предельное время мало. Поэтому для этих случаев и будем рассматривать влияние дополнительных обратных связей по взаимным параметрам.

Построим кривые равных площадок ускорения в плоскости коэффициентов по отклонению угла и его второй производной в АРЧМ Г1 и Г8 (рис. 5) при коротком замыкании на шинах Кольской АЭС (Г1).

В верхней части рис. 5 располагаются области с наибольшей площадью ускорения. Рассматривая их совместно с кривыми равного затухания (здесь не показаны), можно сделать вывод, что эти области либо соответствуют статической неустойчивости, либо располагаются близко к границе устойчивости [7]. Поэтому данные параметры не могут быть использованы.

При увеличении (по модулю) коэффициента обратной связи по второй производной угла происходит уменьшение площади ускорения, однако такие большие величины ведут к избыточности сигналов управления. Например, при трехфазных коротких замыканиях будут происходить резкие

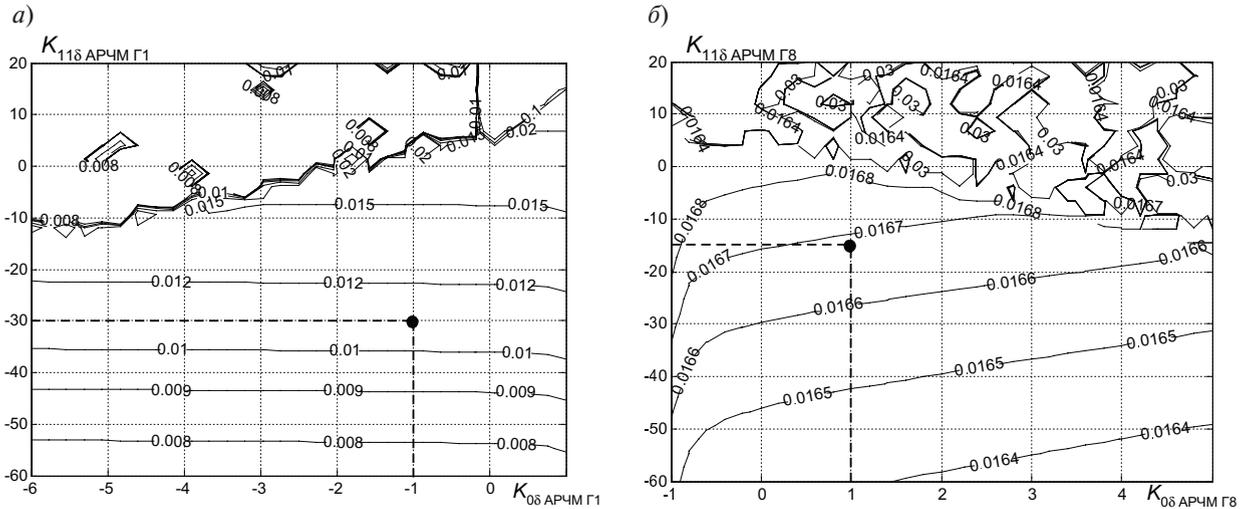


Рис. 5. Кривые равных площадок ускорения в плоскости коэффициентов по отклонению угла и его второй производной в АРЧМ Г1 (а) и Г8 (б)

колебания механического момента турбины, и такой режим работы турбины не может считаться оптимальным, особенно при учете различных значений постоянных времени на сброс и набор мощности.

Рис. 5 показывает влияние изменения коэффициентов на величину площадей ускорения. Наиболее существенный эффект вносит управление на генераторе Г1, однако для достижения оптимальных условий работы оборудования целесообразно одновременно использовать управление по взаимным параметрам на генераторах Г1 и Г8. Исходя из вышеизложенного выберем следующий набор коэффициентов:

$$K_{08 \text{ APЧМ Г1}} = -1; K_{118 \text{ APЧМ Г1}} = -30; K_{08 \text{ APЧМ Г8}} = 1; K_{118 \text{ APЧМ Г8}} = -15.$$

Для поиска возможности обеспечения более высокого качества демпфирования построим области колебательной устойчивости и кривые равного затухания в пространстве следующих параметров: коэффициентов регулирования каналов по отклонению угла в системах АРЧМ и АРВ Г1 (рис. 6, а) и коэффициентов регулирования каналов по отклонению угла и частоты АРВ Г1 (рис. 6, б).

Для улучшения качества демпфирования колебаний введем обратную связь по отклонению угла в АРВ, а также скорректируем коэффициент обратной связи по отклонению частоты:

$$K_{08 \text{ APВ Г1}} = 12; K_{09 \text{ APВ Г1}} = 1.$$

Аналогично можно показать, что ни введение дополнительного канала, ни корректировки коэффициента обратной связи по отклонению частоты на эквивалентном генераторе Г8 не требуется.

Рассчитаем предельное время отключения трехфазного короткого замыкания при наличии управления по взаимным параметрам. Из нижней строки таблицы видно, что введение такого управления на двух станциях Кола-Карельского транзита увеличивает предельное время отключения трехфазного короткого замыкания на шинах станций практически в два раза.

Предельное время отключения короткого замыкания

Наличие регулирования по взаимным параметрам	$\Delta t_{кз}$, с, для разных мест короткого замыкания		
	на шинах Г1	на шинах Г2	на шинах Г8
Без регулирования	0,080	0,117	0,133
С регулированием	0,159	0,212	0,211

На рис. 7 изображены взаимные углы генераторов при трехфазном коротком замыкании на шинах эквивалентного генератора Г1 продолжительностью 0,159 с, иллюстрирующие сохранение динамической устойчивости.

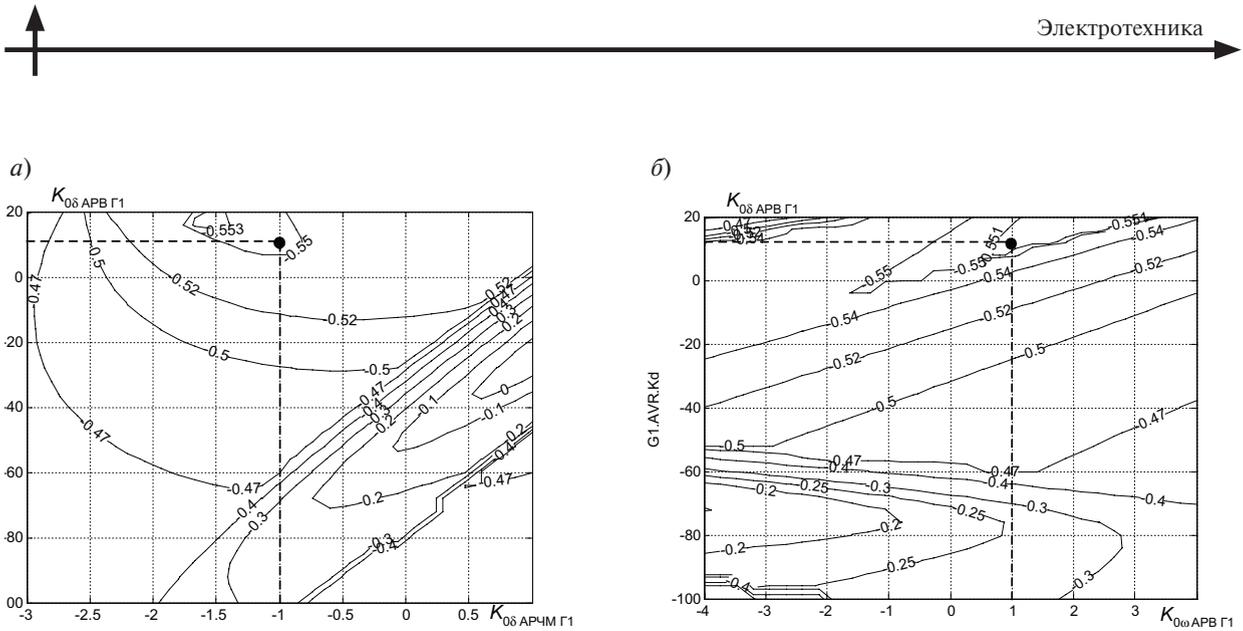


Рис. 6. Области колебательной устойчивости и кривые равного затухания в пространстве следующих параметров: коэффициентов регулирования АРЧМ и АРВ-СД Г1 по отклонению угла (а) и коэффициентов регулирования АРВ-СД Г1 по каналам отклонений угла и частоты (б)

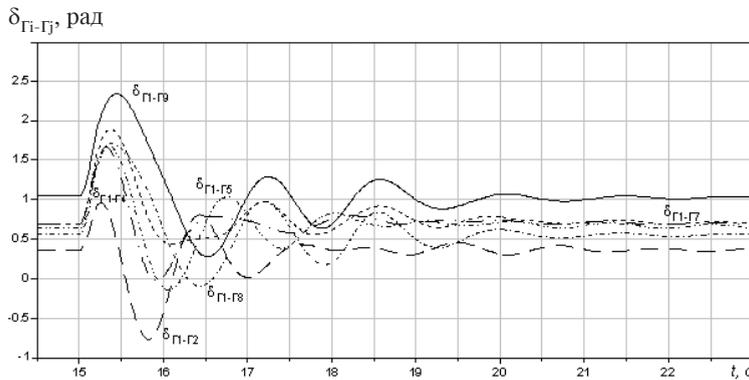


Рис. 7. Изменение взаимных углов между роторами генераторов при трехфазном коротком замыкании предельной длительности

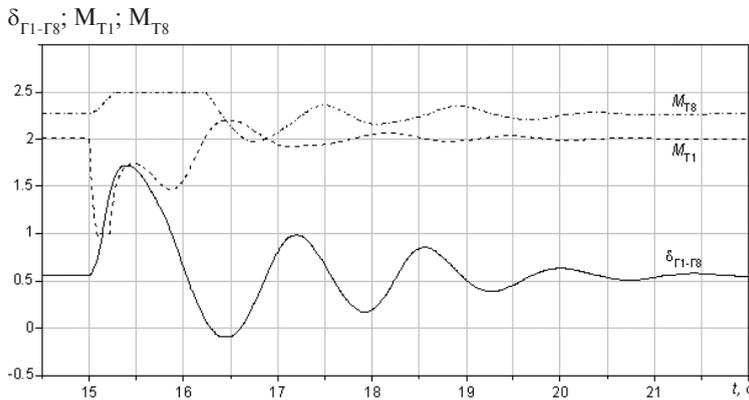


Рис. 8. Изменения во времени механического момента турбины Г1 (---) и Г8 (- · - · -) и взаимного угла (—)

Повышение динамической устойчивости также можно увидеть и по взаимному ускорению ро-

торов генераторов (Г1 и Г8) от угла на рис. 2. На нем показаны площади ускорения и торможения

при трехфазном коротком замыкании на шинах Кольской АЭС длительностью 0,08 с для случаев без регулирования (рис. 7) и с ним (рис. 8). Из графика видно, что введение управления направлено главным образом на изменение площади ускорения, которая уменьшается в $0,048/0,022 = 2,2$ раза.

Рассмотрим поведение при трехфазном коротком замыкании на шинах Г1 продолжительностью 0,159 сек. механических моментов турбины генераторов Г1 и Г8 и взаимного угла между роторами данных генераторов (рис. 8).

Из представленного графика видно влияние дополнительных обратных связей на момент турбины каждого генератора. С увеличением угла происходит быстрый набор мощности генератора Г8 и разгрузка Г1, причем скорость изменения мощности в первоначальный момент разная, а затем выравнивается, что объясняется разными величинами коэффициентов обратных связей по взаимным параметрам, главным образом – по второй производной угла.

Введение одновременного регулирования на двух станциях существенно уменьшает продолжительность разгрузки турбины генератора Г1 (почти в 2 раза). При этом происходит увеличение до предельного значения момента турбины генератора Г8 на 1 с, что требует резерва мощности приемной части системы. Поэтому выбор места управления зависит от нахождения баланса между приемлемыми режимами работы оборудования станции и уровнем динамической устойчивости.

По истечении 7 с после аварийного возмущения система возвращается в исходный режим, что свидетельствует о высоком качестве демпфирования колебаний.

Выводы

1. Расчетами статической и динамической устойчивости упрощенного эквивалента межсистемной линии электропередачи 330 кВ Кольская АЭС – Карельская энергосистема – Киришская ГРЭС обоснована необходимость применения систем регулирования по взаимным параметрам с использованием данных мониторинга переходных режимов (WAMS/СМПР).

2. Разработана методика построения областей равного ускорения для произвольных параметров систем регулирования и конфигурации ЭЭС, позволившая выбрать оптимальные с точки зрения динамической устойчивости характеристики дополнительных обратных связей АРВ и АРЧМ генераторов по взаимному углу и его производным.

3. Показано, что максимальные показатели статической устойчивости могут быть получены только регулированием по традиционным местным параметрам (напряжение, частота и их производные) без применения данных СМПР. Однако внедрение дополнительного регулирования по взаимным параметрам позволяет повысить уровень динамической устойчивости в два раза.

4. На примере упрощенной схемы межсистемной электропередачи 330 кВ Кольская АЭС – Карельская энергосистема – Киришская ГРЭС верифицирован алгоритм управления и доказан положительный эффект от него.

Таким образом, введение управления по взаимному углу с использованием системы GPS/ГЛОНАСС – технически оправданное средство повышения динамической устойчивости межсистемных связей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Gavrilas M.** Recent Advances and Applications of Synchronized Phasor Measurements in Power Systems // Proceedings of the 9th WSEAS/IASME International Conference on Electric power systems, highvoltages, electric machines. P. 82–91.
2. **Жуков А., Куликов Ю., Демчук А., Мацкевич И.** Система мониторинга переходных режимов // Электроэнергия. Передача и распределение. 2010. № 2. С. 52–57.
3. **Burnett R.O.Jr., Butts M.M., Cease T.W., Centeno V., Michael G., Murphy R.J., Phadke A.G.** Synchronized phasor measurements of a power system event // IEEE Transaction on Power Systems, 1994. Vol. 9. № 3. P. 1643–1650.
4. **Куликов Ю. А.** Технология векторной регистрации параметров и ее применение для управления режимами ЕЭС России // Электро. Электротехника. Электроэнергетика. Электротехническая промышленность. 2011. № 2. С. 2–5.
5. **Беляев А.Н.** Повышение динамической устойчивости автономных энергосистем нефтегазодобывающих комплексов на основе электрического

торможения // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Основной выпуск. 2008. № 4(63). С. 163–169.

6. Юрганов А.А., Кожевников В.А. Регулирование возбуждения синхронных генераторов. СПб.: Наука, 1996. 138 с.

7. Недоливко А.В., Стогов А.Ю., Беляев А.Н. Повышение управляемости объединенных и автономных электроэнергетических систем по данным СМРП // Материалы VII международной научно-технической конференции «Электроэнергетика гла-

зами молодежи». Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. Т. 2. С. 339–342.

8. Дорошенко Г.А., Любан Е.А. Уточнение уравнений динамики регулирования турбин К-300-240 ЛМЗ при больших возмущениях // Теплоэнергетика. 1970. № 7. С. 28–37.

9. Андреюк В.А. Использование абсолютного угла для управления переходными режимами энергосистемы // Известия НИИ постоянного тока. 2011. № 65. С. 27–42.

10. Аюев Б. О системе мониторинга переходных режимов // ЭнергоРынок. 2006. № 2. С. 13–17.

REFERENCES

1. Gavrilas M. Recent Advances and Applications of Synchronized Phasor Measurements in Power Systems. *Proceedings of the 9th WSEAS/IASME International Conference on Electric power systems, highvoltages, electric machines*. P. 82–91.

2. Zhukov A., Kulikov Yu., Demchuk A., Matskevich I. Sistema monitoringa perekhodnykh. *Elektroenergiya. Peredacha i raspredeleniye*. 2010. № 2. P. 52–57. (rus)

3. Burnett R.O. Jr., Butts M.M., Cease T.W., Centeno V., Michael G., Murphy R.J., Phadke A.G. Synchronized phasor measurements of a power system event. *IEEE Transaction on Power Systems*. 1994. Vol. 9. № 3. P. 1643–1650.

4. Kulikov Yu.A. Tekhnologiya vektornoy registratsii parametrov i yeye primeneniye dlya upravleniya rezhimami YeES Rossii. *Elektro. Elektrotehnika. Elektroenergetika. Elektrotekhnicheskaya promyshlennost*. 2011. № 2. P. 2–5. (rus)

5. Belyayev A.N. Povysheniye dinamicheskoy ustoychivosti avtonomnykh energosistem neftegazodobyvayushchikh kompleksov na osnove elektricheskogo tormozheniya. *St.Petersburg State Polytechnical University*

Journal. St.Petersburg: SPbGPU Publ. 2008. № 4(63). P. 163–169. (rus)

6. Yurganov A.A., Kozhevnikov V.A. Regulirovaniye возбуждениya sinkhronnykh generatorov. SPb.:Nauka, 1996. 138 p. (rus)

7. Nedolivko A.V., Stogov A.Yu., Belyayev A.N. Povysheniye upravlyayemosti obyedinennykh i avtonomnykh elektroenergeticheskikh sistem po dannym SMRП. *Materialy VII mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii «Elektroenergetika glazami molodezhi – 2016»*. Kazan: Kazan. gos. energ. un-t, 2016. Т. 2. S. 339–342. (rus.)

8. Doroshenko G.A., Lyuban Ye.A. Utochneniye uravneniy dinamiki regulirovaniya turbin K-300-240 LMZ pri bolshikh vozmushcheniyakh. *Teploenergetika*. 1970. № 7. P. 28–37. (rus)

9. Andreyuk V.A. Ispolzovaniye absolyutnogo ugla dlya upravleniya perekhodnymi rezhimami energosistemy. *Izvestiya NII postoyannogo toka*. 2011. № 65. P. 27–42. (rus.)

10. Ayuyev B. O sisteme monitoringa perekhodnykh rezhimov. *EnergoRynok*. 2006. № 2. P. 13–17. (rus.)

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ/AUTHORS

НЕДОЛИВКО Алексей Владимирович – аспирант Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.

195251, Россия, г. Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

E-mail: nedolivko@gmail.com

NEDOLIVKO Aleksei V. – Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.

29 Politechnicheskaya St., St. Petersburg, 195251, Russia.

E-mail: nedolivko@gmail.com

БЕЛЯЕВ Андрей Николаевич – доктор технических наук профессор Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.

195251, Россия, г. Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

E-mail: andrey.belyaev@gmail.com

BELYAEV Andrei N. – Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.

29 Politechnicheskaya St., St. Petersburg, 195251, Russia.

E-mail: andrey.belyaev@gmail.com