

Управление вставкой постоянного тока при объединении энергосистем Сибири и Востока

ДЕМИДОВ А.А., ТИТАЕВСКАЯ Н.А., ТИХОНОВ А.В.

Анализируется возможность использования вставки постоянного тока (ВПТ) в качестве объекта управления централизованной системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (ЦС АРЧМ). Перспективы использования ВПТ в таком качестве рассматриваются на примере объединения энергосистем (ЭС) Сибири и Востока через ВПТ на подстанции (ПС) 220 кВ Могоча. В работе представлены разработанные алгоритмы управления ВПТ от ЦС АРЧМ объединенной энергетической системы (ОЭС) Востока в координации с ЦС АРЧМ ОЭС Сибири, обеспечивающие эффективное и безопасное использование ВПТ. Приведены исследования регулирования частоты в ОЭС Востока с участием ВПТ при различном долевым участии объектов управления ЦС АРЧМ, с заданием для ВПТ индивидуальной «мертвой» полосы регулятора частоты, а также при наличии ограничений в сети ОЭС Сибири. Проведен анализ полученных результатов. В качестве средства исследования использована система компьютерной математики MATLAB с пакетом визуального блочного имитационного моделирования Simulink.

Ключевые слова: энергосистема, переток активной мощности, регулирование частоты, вставка постоянного тока, моделирование

Управление электроэнергетическим режимом в ОЭС Сибири и в ОЭС Востока осуществляется с использованием ЦС АРЧМ, на которые возлагаются следующие функции:

поддержание баланса активной мощности каждой ОЭС путем автоматического регулирования частоты (АРЧ) в ОЭС Востока и внешнего перетока активной мощности (АРПЧ) в ОЭС Сибири;

автоматическое ограничение перетоков активной мощности (АОП) по опасным с точки зрения нарушения устойчивости сечениям;

автоматическое ограничение токовой перегрузки (АОТП) по линиям электропередачи;

ручная коррекция мощности (РКМ) электростанций.

Для возможности обмена активной мощностью между ОЭС Востока и ОЭС Сибири предусматривается их несинхронная связь через вставку постоянного тока на подстанции (ПС) 220 кВ Могоча. Использование ВПТ обеспечит возможность взаимного обмена активной мощностью в объеме до ± 200 МВт, что повысит надежность электроснабжения прилегающих к ПС 220 кВ Могоча районов. К тому же ВПТ обладает маневренностью, обеспечивающей малую инерционность изменения и направления перетока активной мощности. Представленные характеристики ВПТ определяют интерес использования ее для задач автоматического вторичного регулирования. Вставку планируется ввести как новый объект регулирования ЦС АРЧМ с управлением от ЦС АРЧМ ОЭС Востока в координации с ЦС АРЧМ ОЭС Сибири.

Ограничения в прилегающих сетях, возникающие при управлении ВПТ от ЦС АРЧМ ОЭС Востока.

При управлении ВПТ от ЦС АРЧМ ОЭС Востока важно учитывать, что изменение перетока активной мощности через нее оказывает влияние также на режим работы ОЭС Сибири и будет дополнительно изменять перетоки мощности в прилегающих сетях. Поэтому важным аспектом при управлении ВПТ является контроль перетоков в прилегающих сетях, а также функционирования системы сбора и передачи информации ЦС АРЧМ, поскольку возникновение в ней сбоев или чрезмерных задержек может стать причиной некорректной работы регулятора ЦС АРЧМ и привести к возникновению перегрузки в прилегающих к ВПТ сетях, а также срабатыванию противоаварийной автоматики.

Общие принципы разработки алгоритмов управления ВПТ от ЦС АРЧМ ОЭС Востока. Для использования ВПТ в качестве объекта управления ЦС АРЧМ ОЭС Востока в координации с ЦС АРЧМ ОЭС Сибири разработаны специализированные алгоритмы. С целью унификации они созданы на базе действующих алгоритмов управления традиционными объектами регулирования ЦС АРЧМ с учетом ограничений в прилегающих сетях, вызванных использованием ВПТ. Это позволяет обеспечить принципы сохранности базовых алгоритмов работы ЦС АРЧМ: АРПЧ, АОП/АОТП и РКМ [1, 2].

Управление ВПТ от ЦС АРЧМ ОЭС Востока в соответствии с действующими алгоритмами управ-

ления регулирующими объектами происходит следующим образом. Требуемое для поддержания частоты задание на изменение мощности регулируемых электростанций, формируемое ЦС АРЧМ ОЭС Востока, распределяется согласно коэффициентам долевого участия (КДУ) между регулирующими объектами, в том числе и ВПТ. При этом управляющее воздействие, отправляемое на ВПТ, проверяется на наличие ограничений по следующим факторам: превышение фактическим перетоком, на который оказывает влияние ВПТ, максимально допустимого значения, срабатывание противоаварийной автоматики в прилегающих к ВПТ сетях как со стороны ОЭС Востока, так и со стороны ОЭС Сибири, а также исчерпание регулировочного диапазона ЦС АРЧМ ОЭС Сибири. В свою очередь, на ВПТ полученное от ЦС АРЧМ задание проверяется на наличие собственного регулировочного диапазона, после чего происходит соответствующее изменение перетока мощности по ВПТ относительно планового задания.

За положительное направление перетока по ВПТ принято направление передачи мощности от ОЭС Сибири к ОЭС Востока.

Алгоритм управления ВПТ от ЦС АРЧМ при возникновении ограничений в прилегающих сетях. Для учета ограничений в прилегающей к ВПТ сети разработан алгоритм ЦС АРЧМ, который на основе данных о текущем запасе пропускной способности наиболее загруженного сечения прилегающей сети и о значении задержек в тракте передачи информации об ограничениях и в тракте управления ВПТ ограничивает скорость управляющих воздействий на ВПТ по мере исчерпания запаса пропускной способности. Расчет максимальной скорости вторичного задания проводится по формуле

$$V_{\max \text{ ит}}(t) = \min_i \left\{ \frac{\text{ControlRange}(t)}{2t_3(t)}, V_{\max} \right\}, \quad (1)$$

где $V_{\max \text{ ит}}(t)$ – итоговая максимальная скорость вторичного задания от ЦС АРЧМ ОЭС Востока на ВПТ; V_{\max} – заданная максимальная скорость вторичного задания от ЦС АРЧМ ОЭС Востока на ВПТ; $\text{ControlRange}(t)$ – текущий регулировочный диапазон ВПТ в соответствующем направлении после учета ограничений в сетях ОЭС Востока и ОЭС Сибири; $t_3(t)$ – текущее значение задержки в

контуре передачи информации об ограничениях или в контуре управления ВПТ (большая из них).

Описание модели энергообъединения. Тестирование разработанных алгоритмов проводится с помощью математического моделирования в среде MATLAB/Simulink. Для анализа разработанных алгоритмов рассматривается энергообъединение в виде пяти эквивалентных энергосистем: ЕЭС, ОЭС Сибири, Забайкальская ЭС, Южно-Якутская ЭС и ОЭС Востока, а также ВПТ на ПС 220 кВ Могоча (рис. 1) [3]. Режимы работы каждой из ЦС АРЧМ были следующими: ЕЭС – АРЧ, ОЭС Сибири – АРПЧ, ОЭС Востока – АРЧ. В Южно-Якутской ЭС и Забайкальской ЭС ЦС АРЧМ отсутствует.

Структурная схема модели приведена на рис. 2. Далее приведены описания принятых в ней сокращений: $DP_{Hj}(p)$ – изменение нагрузки; $Z_{н.р.с.ji}$ – зона нечувствительности регулятора скорости; $Z_{н.к.ч.ji}$ – то же корректора частоты; $k_{р.с.ji}$ – коэффициент регулятора скорости; $k_{к.ч.ji}$ – коэффициент корректора частоты; $W_{р.м.ji}(p)$ – передаточная функция регулятора мощности; $W_{н.т.ji}(p)$ – то же группы нерегулируемых турбин; $W_{р.т.т.ji}(p)$ – то же группы регулируемых тепловых турбин; $W_{р.г.т.ji}(p)$ – группы регулируемых гидротурбин; $k_{д.у.ji}$ – коэффициент долевого участия; $T_{сj}$ – постоянная времени энергосистемы; $k_{н.j}$ – частотный коэффициент нагрузки; $O_{с.j}$ – ограничение скорости изменения задания в ЦС АРЧМ; $O_{р.д.j}$ – ограничение регулировочного диапазона в ЦС АРЧМ; $k_{д.у.ГЭС \text{ АРЧМ}j}$ – коэффициент долевого участия ГЭС в АРЧМ; $k_{д.у.ВПТ \text{ АРЧМ}}$ – коэффициент долевого участия ВПТ в АРЧМ; $W_{\text{АРЧМ}j}(p)$ – передаточная функция АРЧМ; $k_{счх}$ – коэффициент статической частотной характеристики; $A_{с1-2}$ – коэффициент синхронной составляющей жесткости связи; $A_{ас1-2}$ – коэффициент асинхронной составляющей жесткости связи; $W_{\text{ВПТ}}(p)$ – передаточная функция ВПТ. В модели динамику всех маховых масс (генераторов, турбин и нагрузок) для каждой из пяти рассматриваемых ЭС отражает свой эквивалентный генератор. В общем случае к эквивалентному генератору подключаются три группы турбин: регулируемая группа гидротурбин, снабженных системами управления мощностью и подключенных к ЦС АРЧМ, регулируемая группа тепловых турбин, снабженных системами управления мощностью, и нерегулируемая группа турбин, отражающая реак-

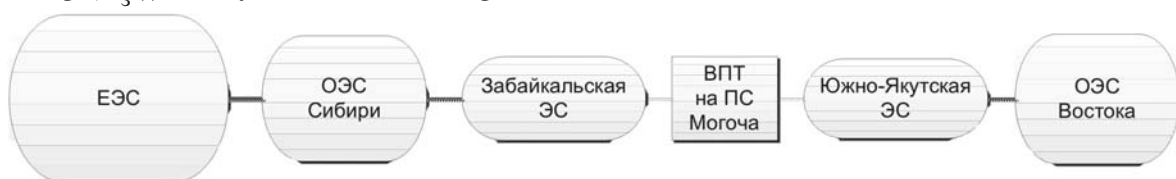


Рис. 1. Укрупненная структурная схема модели

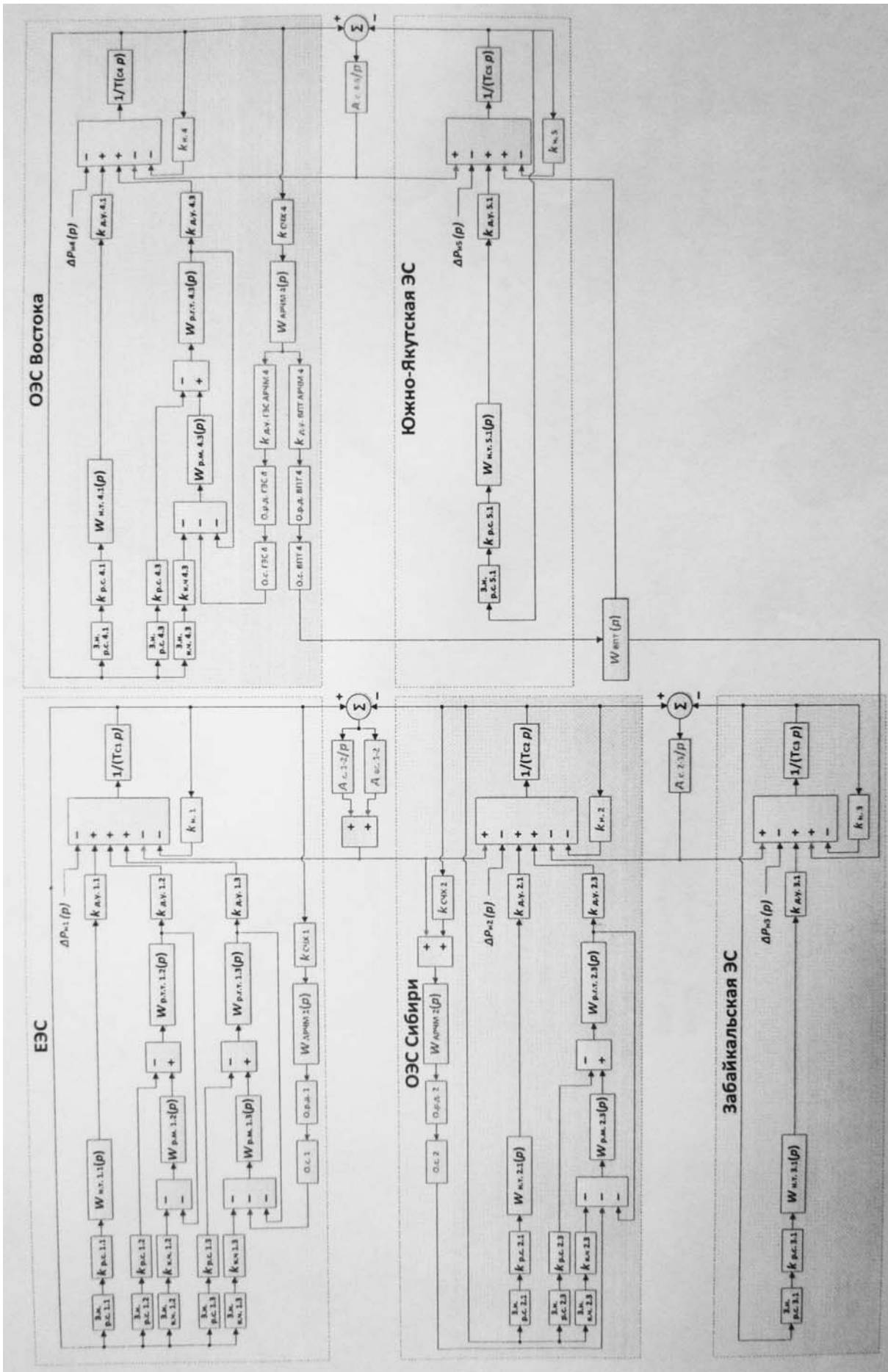


Рис. 2. Структурная схема модели параллельной работы ЭЭС, ОЭС Сибири, Забайкальской ЭЭС, ОЭС Востока и Южно-Якутской ЭЭС с ВПТ на ПС 220 кВ Моточа

цию оставшихся турбин на изменение частоты. Регулируемые группы турбин участвуют в нормированном первичном регулировании и автоматическом вторичном регулировании частоты. Нерегулируемая группа турбин участвует в общем первичном регулировании частоты. В модели учтена реакция нагрузки на изменение частоты, межсистемные связи энергообъединения замещаются индуктивными сопротивлениями.

Расчеты проводятся в отн. ед., причем за базисные значения приняты установленные мощности ОЭС, суммарные мощности групп турбин и их суммарные регулировочные диапазоны.

Основные результаты моделирования. Для оценки разработанных алгоритмов управления ВПТ от ЦС АРЧМ ОЭС Востока в координации ЦС АРЧМ ОЭС Сибири проведено три эксперимента:

1) вторичное регулирование частоты в ОЭС Востока при различном долевым участии объектов управления;

2) вторичное регулирование частоты в ОЭС Востока с заданием для ВПТ индивидуальной мертвой полосы регулятора;

3) вторичное регулирование частоты в ОЭС Востока при наличии ограничений в сети ОЭС Сибири.

Вторичное регулирование частоты в ОЭС Востока при различном долевым участии объектов управления. В рамках эксперимента моделируется работа энергообъединения при автоматическом вторичном регулировании частоты в ОЭС Востока с использованием ГЭС и ВПТ с различными значениями КДУ. Во всех рассматриваемых ЭС за возмущение принимается случайное изменение нагрузки [4]. При этом также моделируется работа ЦС АРЧМ во всех других ЭС, в которых осуществляется вторичное регулирование частоты. Принимается, что ограничений по регулировочному диапазону ни в одной из ЦС АРЧМ не возникает.

В ходе эксперимента проведено четыре опыта с различным соотношением КДУ регулирующих объектов ЦС АРЧМ ОЭС Востока:

Опыт	Значение $k_{д.у}$	
	ГЭС	ВПТ
1-й	1,0	0
2-й	0,75	0,25
3-й	0,25	0,75
4-й	0	1,0

При этом равенство нулю означает, что данный объект управления в АРЧМ не используется.

На рис. 3 и в табл. 1 представлены результаты исследований.

Таблица 1

Номер опыта	Среднеквадратичное отклонение частоты в ОЭС Востока, мГц	Отклонение частоты в ОЭС Востока, мГц (min/max)	Доля выхода частоты за пределы $50 \pm 0,05$ Гц, %
1	29,2	-70,7/84,1	7,8
2	26,1	-66,2/72,1	4,9
3	22,1	-56,6/57,2	1,5
4	20,8	-56,7/51,1	0,5

Как видно из представленных данных, использование ВПТ как объекта регулирования ЦС АРЧМ ОЭС Востока способствует уменьшению колебаний частоты (среднеквадратического отклонения) в ОЭС Востока, что обуславливается малой инерционностью ВПТ. Скорость отработки вторичного задания у ВПТ выше, чем у ГЭС, и чем больше доля участия ВПТ в компенсации небаланса мощности, тем эффективнее управление. Следовательно, повышая КДУ ВПТ, можно достичь лучшего качества регулирования частоты. При этом по мере роста доли участия ВПТ в регулировании частоты увеличивается и переток активной мощности по ВПТ, что в свою очередь может привести к возникновению ограничений в прилегающих сетях и(или) по диапазону вторичного регулирования ОЭС Сибири. Поэтому управление ВПТ должно осуществляться с постоянным контролем ряда параметров.

Вторичное регулирование частоты в ОЭС Востока с заданием для ВПТ индивидуальной мертвой полосы относительно уставки регулятора. Непрерывные знакопеременные изменения мощности по ВПТ при управлении от ЦС АРЧМ можно ограничить с помощью задания для нее индивидуальной «мертвой» полосы по частоте (ИМПЧ) регулятора [5]. При нахождении частоты внутри «мертвой» полосы относительно уставки регулятора объект управления, т.е. ВПТ для целей АРПЧ (АРЧ), не используется.

Возмущение и ограничения по регулировочному диапазону ЦС АРЧМ ОЭС Востока приняты аналогичными предыдущему исследованию. Коэффициент долевого участия задается для ГЭС равным 0,75, а для ВПТ – 0,25.

В ходе эксперимента проведено три опыта с различными значениями ИМПЧ для ВПТ: опыт 5-й – ИМПЧ = 0; опыт 6-й – 20 мГц; опыт 7-й – 50 мГц.

На рис. 4 и в табл. 3 представлены результаты исследований.

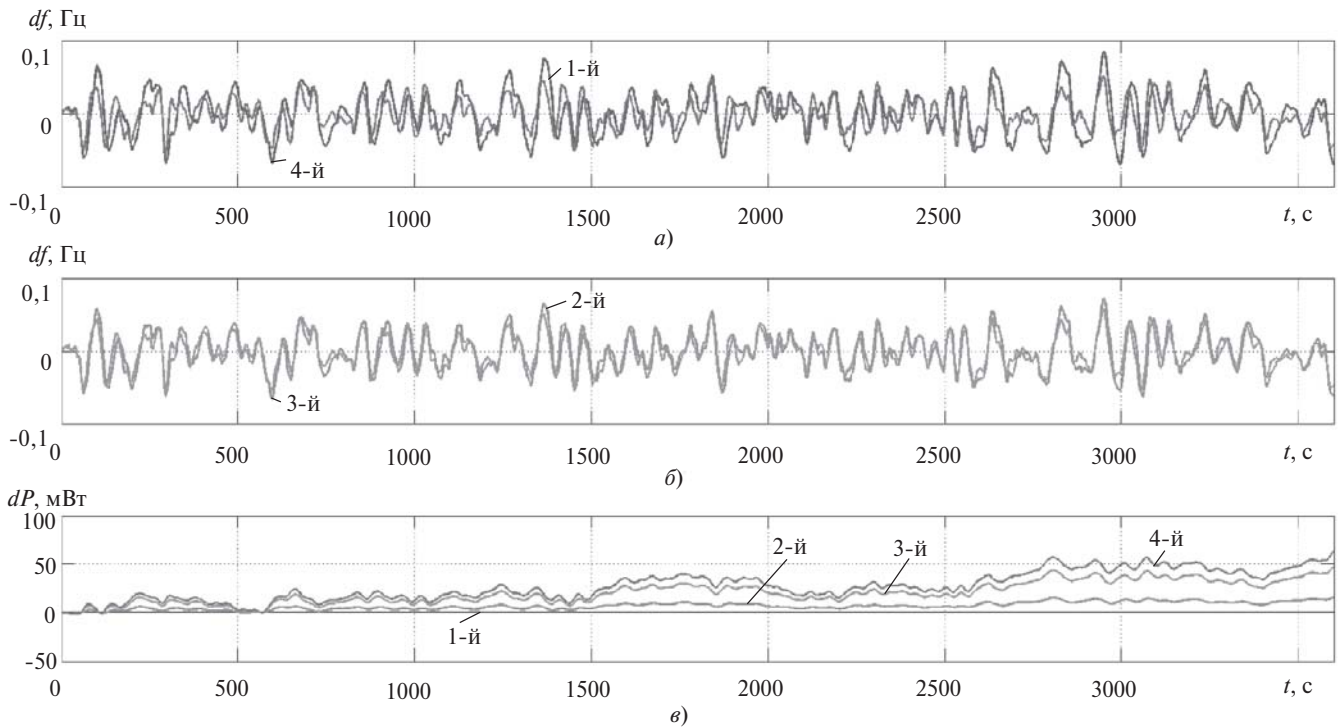


Рис. 3. Переходные процессы при исследовании управления ВПТ с различным долевым участием объектов управления: *а* – изменение частоты в ОЭС Востока – 1-й и 4-й опыты; *б* – то же – 2-й и 3-й опыты; *в* – изменение перетока активной мощности по ВПТ – 1-й – 4-й опыты

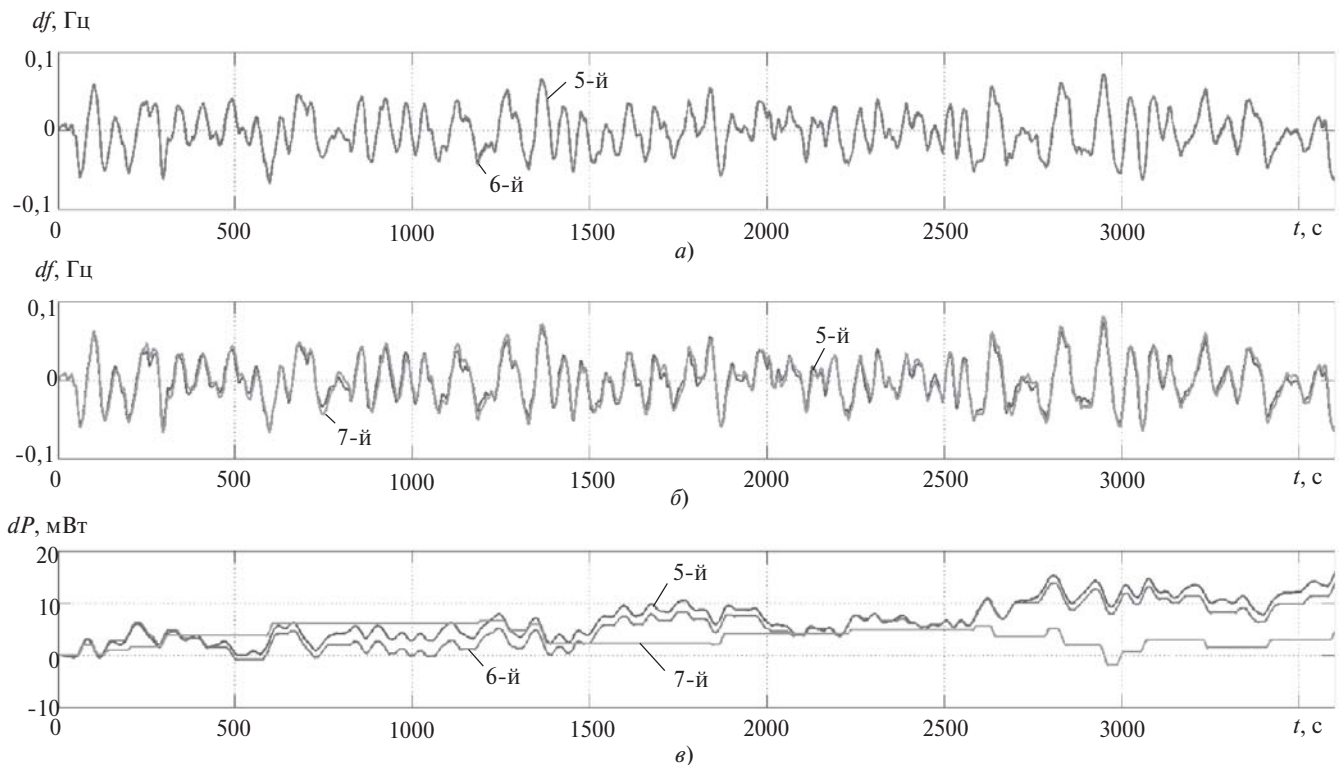


Рис. 4. Переходные процессы при исследовании управления ВПТ с заданием для нее ИМПЧ регулятора: *а* – изменение частоты в ОЭС Востока – 5-й и 6-й опыты; *б* – то же – 5-й и 7-й опыты; *в* – изменение перетока активной мощности по ВПТ – 5-й – 7-й опыты

По мере увеличения «мертвой» полосы наблюдается снижение частоты колебаний перетока активной мощности по ВПТ за счет того, что ВПТ

перестает воспринимать все больший небаланс в ЭС, реагируя только на значительные изменения нагрузки. Вместе с тем происходит увеличение от-

Таблица 2 перегрузка сечений в прилегающей сети.

Номер опыта	Среднеквадратичное отклонение частоты в ОЭС Востока, мГц	Отклонение частоты в ОЭС Востока, мГц (min/max)	Доля выхода частоты за пределы $50 \pm 0,05$ Гц в ОЭС Востока, %	Интегральное отклонение перетока по ВПТ, МВт·ч
1	29,2	-70,7/84,1	7,8	0
5	26,1	-66,2 / 72,1	4,9	6,7
6	26,3	-65,4 / 72,3	5,2	5,5
7	28,2	-67,4 / 80,2	6,8	3,6

клонения частоты, однако величина изменения отклонений незначительна и меньше, чем при регулировании только ГЭС (опыт 1).

Таким образом, введение ИМПЧ позволяет задействовать ВПТ лишь при значительных отклонениях частоты, т.е. в те моменты, когда это действительно целесообразно. Тогда как при незначительных возмущениях в ЭС регулировочный диапазон ВПТ не будет изменяться и, следовательно, оказывать влияние на прилегающие сети и диапазон вторичного регулирования ЦС АРЧМ ОЭС Сибири.

Вторичное регулирование частоты в ОЭС Востока при наличии ограничений в сети ОЭС Сибири. Одним из возможных ограничений, к которым может привести изменение мощности по ВПТ, является

перегрузка сечений в прилегающей сети. Рассмотрим работу алгоритма контроля данного вида ограничений на примере сечения Чита–Чита 1 (мощность перетока на момент начала моделирования 190 МВт, максимально допустимый переток (МДП) 250 МВт), что соответствует перетоку ОЭС Сибири – Забайкальская ЭС. Указанный переток контролируется диспетчерским центром ОЭС Сибири, и по факту перегрузки сечения в ЦС АРЧМ ОЭС Сибири формируется сигнал, который передается в ЦС АРЧМ ОЭС Востока. Для корректного моделирования контура управления ВПТ, контура определения и передачи ограничений по сечению в модель введена транспортная задержка, равная 6 с. За возмущение принимается небаланс в 210 МВт в Южно-Якутской ЭС, что соответствует отключению блока Нерюнгринской ГРЭС. Располагаемые резервы на загрузку для ГЭС и ВПТ одинаковы – 100 МВт. Коэффициент долевого участия ГЭС – 0,75; ВПТ – 0,25.

В ходе эксперимента проведено три опыта со следующими сценариями моделирования:

опыт 8-й – при управлении ВПТ ограничения в прилегающей сети не учитываются;

опыт 9-й – при управлении ВПТ блокирование изменения мощности по ВПТ в соответствующую

ситуацию.

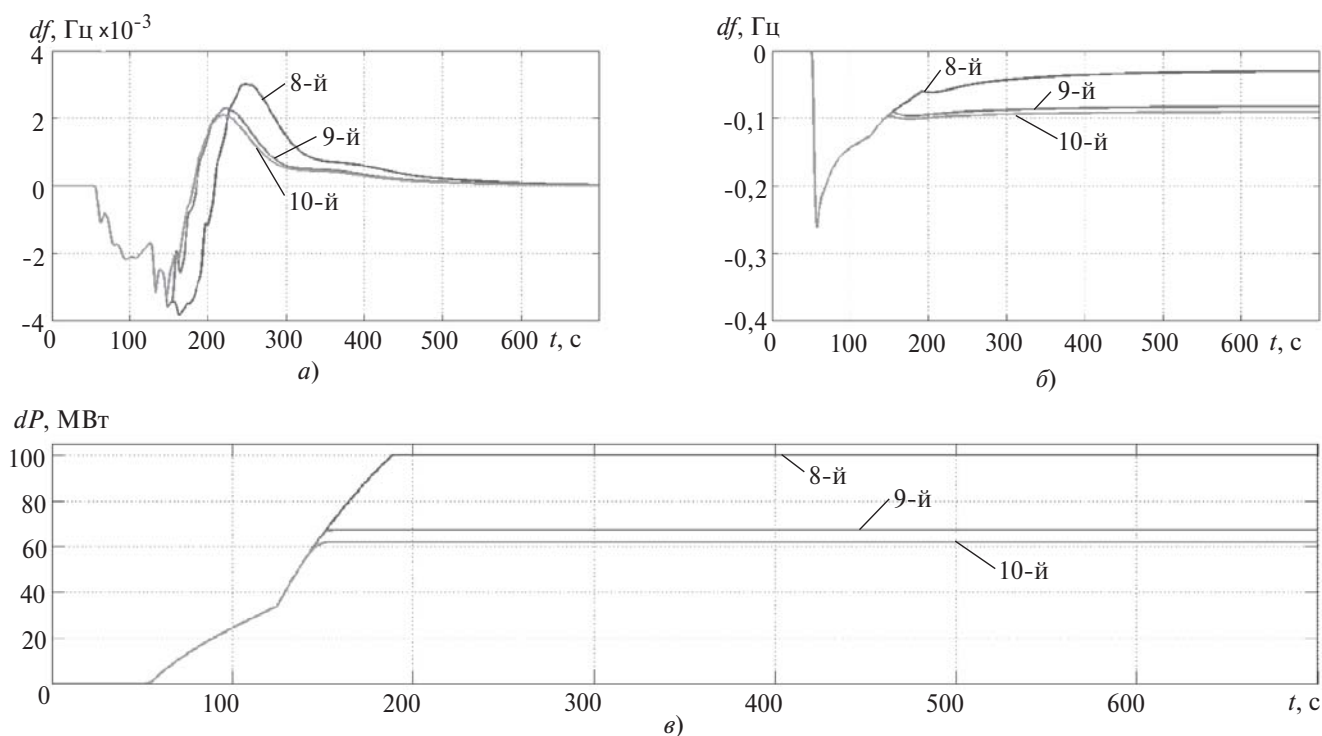


Рис. 5. Переходные процессы при исследовании управления ВПТ с учетом ограничений в сети ОЭС Сибири (опыты 8-й–10-й): а – изменение частоты в ОЭС Сибири; б – то же в ОЭС Востока; в – изменение перетока активной мощности по ВПТ

сторону осуществляется при получении сигнала от ЦС АРЧМ ОЭС Сибири о возникновении ограничения в сечении Чита–Чита 1;

опыт 10-й – помимо блокирования управления ВПТ в соответствующем направлении по сигналу о перегрузке в сечении Чита–Чита 1 используется алгоритм ограничения скорости ВПТ по мере исчерпания запаса пропускной способности сечения.

На рис. 5 и в табл. 3 представлены сравнительные результаты моделирования.

Поскольку в ЦС АРЧМ ОЭС Востока недостаточно резерва для полной компенсации небаланса в Южно-Якутской ЭС, то ни в одном из опытов частота не восстанавливается до номинального значения. Неучет ограничений в сечении Чита–Чита 1 при управлении ВПТ приводит к превышению МДП на 40 МВт. В свою очередь, блокирование загрузки ВПТ при возникновении ограничения в сечении с учетом задержек в контурах управления ВПТ и передачи ограничения приводит к превышению МДП на 7,3 МВт. Уменьшить перегрузку до 1,8 МВт позволяет ограничение скорости изменения мощности по ВПТ по мере исчерпания запаса пропускной способности сечения. Таким образом, применение алгоритма коррекции текущей скорости ВПТ является эффективным методом управления, обеспечивающим малое перерегулирование (превышение МДП составляет 0,7%), от которого вовсе можно избавиться, увеличив коэффициент «2» в знаменателе формулы (1).

Таблица 3

Номер опыта	Отклонение частоты в ОЭС Востока, Гц	Переток мощности ОЭС Сибири – Забайкальская ЭС / превышение МДП, МВт	Изменение перетока мощности по ВПТ, МВт
8-й	-0,03	290 / 40	100
9-й	-0,083	257,3 / 7,3	67,3
10-й	-0,091	251,8 / 1,8	61,8

Вывод. Проведенные исследования показали эффективность использования ВПТ в качестве объекта управления ЦС АРЧМ. Малая инерционность ВПТ позволяет быстро реагировать на изменение баланса в энергосистеме, повышая качество регулирования частоты в ней. Значительный диапазон изменения мощности, передаваемой через ВПТ, расширяет регулировочные возможности

системы АРЧМ, обеспечивая возможность компенсации больших небалансов мощности в энергосистеме, снятия перегрузок в контролируемых сечениях и восстановления резервов на регулирующих ГЭС.

Управление ВПТ при необходимости можно осуществить с заданием ИМПЧ в ЦС АРЧМ, что позволит задать уровень возмущений в энергосистеме, на которые ВПТ должна реагировать.

При этом разработанные алгоритмы управления за счет учета ограничений, возникающих при использовании ВПТ, позволяют осуществить эффективное и безопасное функционирование ВПТ в качестве объекта управления ЦС АРЧМ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Андреев А.В.** Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России в современных условиях. – Автоматизация в промышленности, 2008, № 8, с. 30–33.
2. **Андреев А.В., Лившиц Г.Н., Машанский А.М., Пономарев А.Н., Сафронов А.Н.** Иерархическая система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности ЕЭС России. – Энергосистемы и электрические сети, 2010, № 3, с. 43–51.
3. **Алексеев С.В., Копылов И.Б., Машанский А.М.** Описание энергообъединения как объекта управления для САУЧМ. – Электричество, 1976, № 9, с. 23–30.
4. **Тимченко В.Ф.** Колебания нагрузки и обменной мощности энергосистем. – М.: Энергия, 1975, 209 с.
5. **Андреев А.В., Титаевская Н.А.** Разработка алгоритма систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России, минимизирующего интенсивность управления энергоблоками ТЭС и ГЭС. – Научные труды Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи», том. 2. – Самара, 2011, с.113–118.

[19.05.15]

Авторы: Демидов Александр Александрович окончил в 2009 г. Институт электроэнергетики Московского энергетического института (технический университет) (МЭИ ТУ). Ведущий инженер отдела систем АРЧМ ОАО «Научно-технический центр Единой энергетической системы» (НТЦ ЕЭС).

Титаевская Наталья Анатольевна окончила в 2010 г. факультет аэрофизики и космических исследований Московского физико-технического института (государственный университет). Инженер отдела систем АРЧМ ОАО «НТЦ ЕЭС»

Тихонов Антон Валентинович окончил в 2008 г. электроэнергетический факультет Марийского государственного университета. В 2013 г. защитил кандидатскую диссертацию «Повышение эффективности комбинированных систем автономного электрообеспечения на основе возобновляемых источников энергии» во Всероссийском научно-исследовательском институте электрификации сельского хозяйства. Специалист 1 категории ОАО «НТЦ ЕЭС».

Elektrichestvo (Electricity), 2015, No. 9, pp.4–11.

Control of Back-to-Back High Voltage Direct Current Link between Integrated Control Systems of Siberia and East from Centralized Load Frequency Control System

DEMIDOV Aleksandr Aleksandrovich (Joint-Stock Company «Scientific and Technical Centre of Unified Power System» (JSC «STC UPS»), Moscow, Russia) – Leading engineer

TITAYEVSKAYA Natalya Anatol'yevna (JSC «STC UPS», Moscow, Russia) – Engineer

TIKHONOV Anton Valentinovich (JSC «STC UPS», Moscow, Russia) – Cand. Sci. (Eng.), Specialist of the first category

Back-to-back high voltage direct current link (HVDC) as a control object for load frequency control system (LFC) is analyzed. Interconnection integrated power systems (IPS) of Siberia and East via back-to-back HVDC link at substation 220 kV Mogocha is considered as an example. Control algorithms for coordinated LFC systems of IPS of Siberia and IPS of East, that ensure effective and safe usage of back-to-back HVDC link, are given. Research of frequency control in IPS of East with back-to-back HVDC link is conducted under different conditions: different shares of LFC control objects, individual deadband of frequency controller for back-to-back HVDC link, restrictions in IPS of Siberia network. Results are analyzed. Numerical computing environment MATLAB with visual modeling package Simulink is used as a research tool.

Key words: power system, flow power active, frequency control, back-to-back high voltage direct current link, modeling

REFERENCES

1. **Andreyev A.V.** *Avtomatizatsiya v Promyshlennosti – in Russ. (Automation in Industry)*, 2008, No. 8, pp. 30–33.
2. **Andreyev A.V., Livshits G.N., Mashanskii A.M., Ponomareva A.N., Safronov A.N.** *Energosistemy i Elektricheskiye Seti – in Russ. (Power Systems and Electric Networks)*, 2010, No. 3, pp. 43–51.
3. **Alekseyev S.V., Kopylov I.B., Mashanskii A.M.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 1976, No. 9, pp. 23–30.
4. **Timchenko V.F.** *Kolebaniya nagruzki i obmennoi moshchnosti energosistem (Fluctuation of load and exchange power of energy systems)*. Moscow, Publ. Energiya, 1975, 209 p.
5. **Andreyev A.V., Titayevskaya N.A.** *Nauchnye trudy Mezhdunarodnoi nauchno-tehnicheskoi konf. «Elektroenergetika glazami molodezhi», t. 2 (Proc. of the Intern. Scientific and Technical conference «Electric power in eyes of youth», vol. 2)*. Samara, 2011, pp. 113–118.