

Включение на параллельную работу объединения северной и южной частей энергосистемы Томской области

УФА Р.А., ГАВРИЛОВ Е.Б., СУСЛОВА О.В., РУДНИК В.Е., МАЛЬЦЕВ А.П.

Проведен анализ возможных средств включения на параллельную работу северной и южной частей Томской электроэнергетической системы, которая имеет эксплуатационный раздел по транзиту 220 кВ, подстанция 500 кВ Томская–Нижевартовская ГРЭС. Включение на параллельную работу данных частей обеспечит увеличение уровня эксплуатационной надежности и эффективности энергоснабжения, особенно на период проведения оперативных переключений без погашения потребителей, а также повысит гибкость и устойчивость функционирования энергосистемы, снизит потери электроэнергии. В связи с этим актуальным является анализ возможности использования средств с применением функции контроля синхронизма, которая предполагает включение выключателя с улавливанием или ожиданием синхронизма или применение более современного устройства – вставки постоянного тока (ВПТ). Для этого были определены диапазоны угла расхождения векторов напряжений между шинами объединяемой подстанции, предельные углы включения на различных подстанциях данного транзита 220 кВ, при которых не произойдет нарушения статической и динамической устойчивости. Представлены результаты моделирования включения на параллельную работу с помощью вставки постоянного тока. Воспроизведение процессов при коротком замыкании на рассматриваемом транзите 220 кВ показывает эффективность применения данного устройства для решения обозначенной задачи. Сформированы требования для определения мощности ВПТ, а также места ее оптимальной установки на рассматриваемом транзите.

Энергосистема Томской области в настоящее время (рис. 1) состоит из несинхронно работающих северной и южной частей, эксплуатационный раздел между которыми проходит по транзиту 220 кВ между подстанциями (ПС) Томская (ОЭС Сибири) – ПС Володино – ПС Парабель – ПС Советско-Соснинская – Нижевартовская ГРЭС (ОЭС Урала) протяженностью 797,3 км (в том числе по территории ОЭС Сибири – 785,7 км) [1].

В северной части сосредоточены крупные узлы нагрузки – предприятия нефтегазового комплекса, в южной – основные источники генерации (Томские ТЭЦ-3, ГРЭС-2 и ТЭЦ ОАО «Объединенная теплоэнергетическая компания», газотурбинные электростанции). Включение на параллельную работу данных частей обеспечит увеличение уровня

эксплуатационной надежности и эффективности энергоснабжения, особенно на период проведения оперативных переключений без погашения потребителей. В частности, проведение эксплуатационных переключений, проводимых на ПС транзита при полном снятии напряжения даже на короткое время, всегда приводит к временному отключению части потребителей, а поскольку доля синхронных двигателей велика, несинхронное включение узла нагрузки невозможно. При сравнительно небольшом недоотпуске электроэнергии этим потребителям (в основном предприятиям нефтегазового комплекса) в режимах оперативных переключений недоотпуск нефти и газа достигает весьма заметных размеров из-за длительного восстановления технологического процесса [2]. Кроме этого, включение

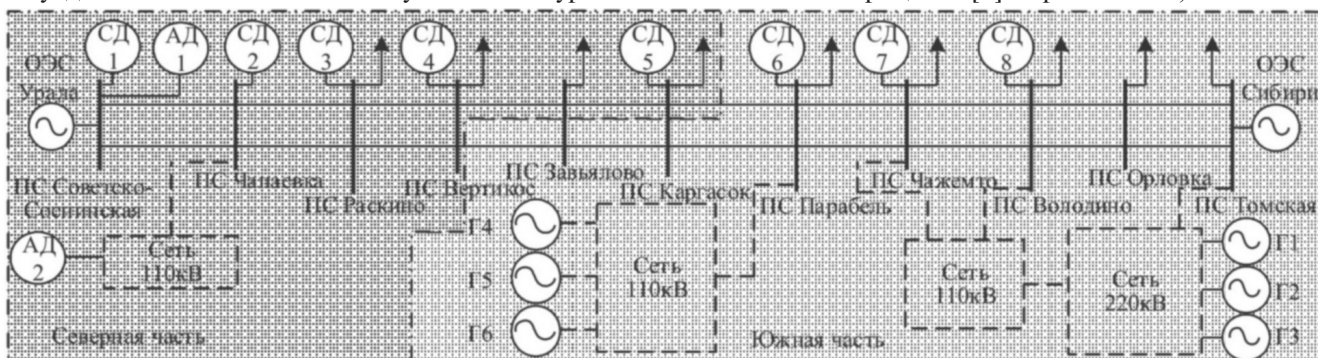


Рис. 1. Схема энергосистемы Томской области (Г1–6 – электрические станции)

на параллельную работу обеспечит переток электроэнергии между ОЭС Урала и ОЭС Сибири, повысит гибкость и устойчивость функционирования энергосистемы, снизит потери электроэнергии.

В связи с этим крайне желательным является возможность кратковременного (или на долгосрочную перспективу постоянного) включения на параллельную работу северной и южной частей Томской электроэнергетической системы (ЭЭС).

Для оценки возможности такого включения необходимо определение предельного угла расхождения δ , при котором не произойдет нарушения статической и динамической устойчивости (устойчивая работа двигательной нагрузки сохранится, сформировавшийся после включения наброс мощности не приведет к термическому воздействию на проводник). Следующим этапом на пути решения данной задачи является выбор возможных средств включения на параллельную работу: с применением функции контроля синхронизма, которая предполагает включение выключателя с улавливанием или ожиданием синхронизма [3] или применение современных устройств и технологий управления линиями переменного тока (FACTS – Flexible Alternative Current Transmission Systems), в частности фазоповоротного устройства (ФПУ) или вставки постоянного тока (ВПТ) [4]. Далее необходимо определить оптимальное место и мощность ВПТ для установки на транзите 220 кВ ПС Томская–Нижневартовская ГРЭС.

Необходимые для решения данных задач исследования были проведены с помощью программных комплексов Eurostag [5] and RastrWin [6]. Исходное схемно-режимное состояние тестовой ЭЭС устанавливается по данным контрольно-диспетчерских замеров, сформированных на основе телесигналов и телеизмерений оперативно-информационного комплекса Томской ЭЭС, российский аналог SCADA.

Анализ существующих средств включения на параллельную работу. Согласно анализу нормального (с учетом ремонтных схем) и утяжеленных режимов работы частей Томской ЭЭС диапазон изменения угла между векторами напряжения δ северной (ОЭС Урала) и южной (ОЭС Сибири) частей составляет $\pm 20^\circ$. При этом, согласно результатам натурных измерений угла расхождения векторов напряжения δ северной и южной частей Томской ЭЭС на ПС Парабель и ПС Завьялово выявлено, что диапазон изменения угла составляет от -40° до 50° [7], отрицательное значение угла соответствует опережению напряжения северной части Томской ЭЭС, положительное – южной части.

Дальнейшим действием был определен предельный угол $\delta_{пр}$ на различных ПС объединения, при котором включение на параллельную работу север-

ной и южной частей ЭЭС не приводит к нарушению устойчивости (сформировавшийся уравнивающий ток не превышает предельно допустимый по термической стойкости, колебания в мощности затухают, напряжение на ПС объединения снижается незначительно ($\Delta \leq 1\%$), что не приводит к останову двигательной нагрузки):

Подстанция объединения	Значение предельного угла $\delta_{пр}$	
	Опережает вектор напряжения ОЭС Урала	Опережает вектор напряжения ОЭС Сибири
Парабель	45°	38°
Каргасок	49°	43°
Завьялово	50°	46°
Вертикос	54°	50°
Раскино	57°	52°
Чапаевка	62°	57°
Советско-Соснинская	66°	60°

Так, «безопасное» включение на ПС Парабель возможно при $\delta < 45^\circ$, иначе происходит нарушение устойчивости в близлежащих узлах нагрузки (рис. 2), в частности двигатели на ПС Парабель, ПС Чажемто и ПС Каргасок теряют синхронизм.

В связи с этим включение на параллельную работу частей Томской ЭЭС с помощью устройств с функцией контроля синхронизма является возможным, однако ограничено значением предельного угла $\delta_{пр}$, а также временем, при котором выполняются условия синхронизации (равенство угловой частоты, разность между значениями напряжений и фазовый угол между этими напряжениями должны быть равны нулю), что особенно критично при аварийных режимах, когда необходимо быстро (на период обеспечения резервирования) осуществить включение на параллельную работу.

Учитывая данные обстоятельства, а также тот факт, что неизвестно, насколько долго данный угол будет находиться в пределах «безопасного» диапазона, альтернативным способом объединения могут быть устройства и технологии FACTS, анализ применения которых рассматривается далее.

Фазоповоротное устройство (ФПУ) осуществляет регулирование фазного угла между напряжениями по концам линии, что обеспечивает управление мощностью и пропускной способностью этой линии.

Схема ФПУ включает два трансформатора, один из которых ($T1$) включается последовательно в каждую фазу линии, другой ($T2$) – параллельно на междуфазное напряжение (рис. 3). Напряжение в начале линии U будет определяться напряжением соответственно фазы δ' и напряжением последовательной обмотки ΔU , которое сдвинуто по отноше-

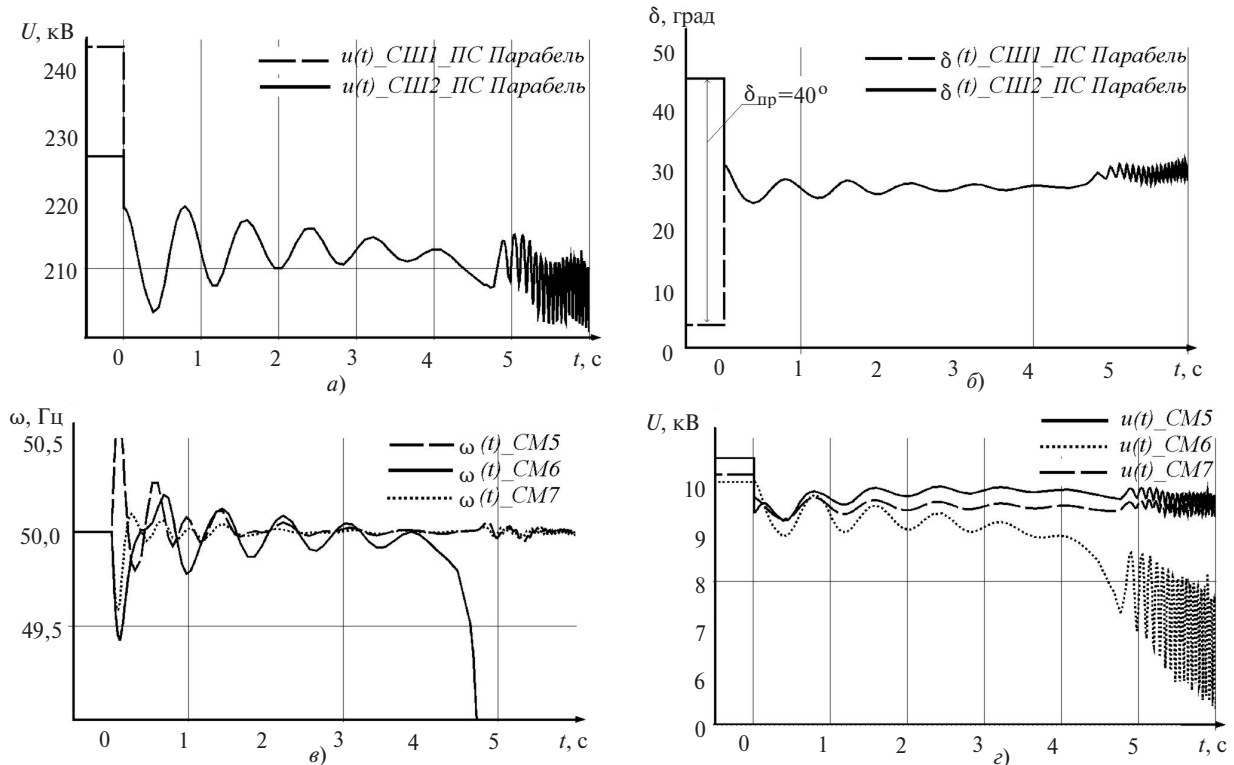


Рис. 2. Кривые напряжений (а), углов напряжений (б) на шинах ПС Парабель, частоты вращения электрических машин (в) и напряжений в узлах их подключения (г) при $\delta \approx 40^\circ$ (СШ – система шин)

нию к напряжению фазы на 90° (напряжение каждой фазы сдвинуто по отношению к междуфазному напряжению двух других фаз на 90°).

В результате напряжение в конце линии (U') и угол между напряжениями по концам линии будут:

$$U' = U \pm \Delta U; \quad \delta = \delta' \pm \Delta \delta.$$

Регулирование $\Delta \delta$ по значению и по знаку, которое обеспечивается с помощью блока управления тиристорным переключателем, обеспечивает изменение передаваемой по линии мощности.

Обозначенные свойства и возможности позволяют рассматривать ФПУ для объединения несинхронно работающих частей энергосистемы Томской области, и проводились соответствующие исследования по технико-экономическому обоснованию применимости ФПУ. Однако для реализации данного решения предлагалось использовать ФПУ с пределами регулирования фазы напряжения $\pm 60^\circ$, при этом регулирование фазы напряжения предполагалось осуществлять с помощью устройства регулирования напряжения под нагрузкой, которое имеет ограниченный коммутационный ресурс. Более того, даже для современных ФПУ с использованием силовых полупроводниковых ключей пределы регулирования составляют $\pm 40^\circ$ [8, 9].

В связи с этим применение ФПУ для решения обозначенной задачи возможно, однако имеет технические ограничения.

Вставка постоянного тока (ВПТ). Современные ВПТ доказали эффективность в решении задач несинхронного объединения ЭЭС, повышения пропускной способности элементов сети, интеграции распределенных возобновляемых источников энергии [4, 10]. В то же время появление преобразова-

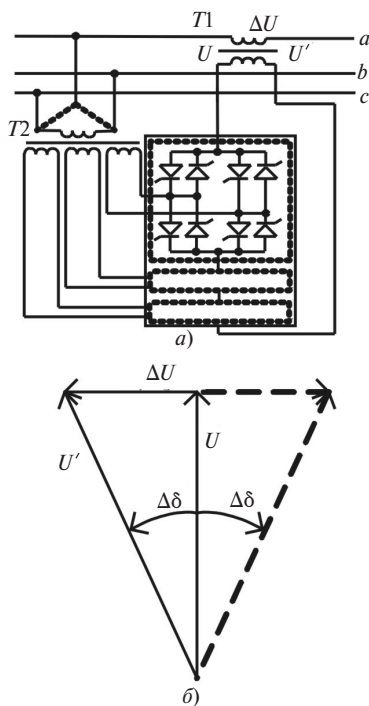


Рис. 3. Схема (а) и векторная диаграмма (б) полупроводникового ФПУ; ТП – тиристорный переключатель

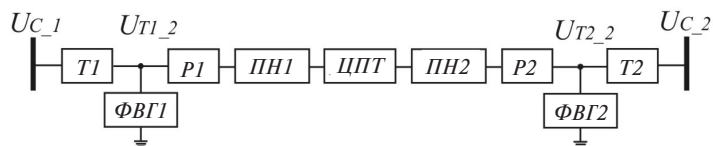


Рис. 4. Структурная схема ВПТ: $T1$ и $T2$ – трансформаторы связи; $\Phi ВГ1$ и $\Phi ВГ2$ – фильтры высших гармоник; $P1$ и $P2$ – фазные реакторы; $ПН1$ и $ПН2$ – статические преобразователи напряжения; $ЦПТ$ – цепь постоянного тока

теля напряжения ($ПН$) на базе более совершенных силовых полупроводниковых ключей (запираемые тиристоры (Gate Turn-Off–GTO), биполярные транзисторы с изолированным затвором IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor)) не только открыло новые возможности для повышения управляемости энергосистем, но и увеличило объем эксплуатационных и исследовательских задач на пути масштабного внедрения ВПТ на базе ПН, обобщенная структура которой приведена на рис. 4.

Вставки постоянного тока обеспечивают независимое регулирование активной и реактивной мощности, возможность работы в несимметричной сети (например, во время неисправности сети пе-

ременного тока или при наличии существенно несимметричных нагрузок с возможностью их симметрирования), применимость в слабых сетях переменного тока и сетях с пассивными нагрузками. Кроме этого, топология ПН позволяет реализовать многоуровневые схемы, что снижает требования к пассивным фильтрам и возможность активной фильтрации высших гармоник [11, 12].

Согласно представленному анализу свойств и возможностей обозначенных устройств FACTS можно сделать вывод, что для объединения несинхронно работающих частей Томской ЭЭС наиболее эффективным является ВПТ, что подтверждают проведенные результаты моделирования, фрагменты которых представлены далее.

На рис. 5 представлены результаты моделирования процесса включения на параллельную работу посредством установки ВПТ на ПС Парабель, которые наглядно демонстрируют эффективность применения ВПТ: даже при наихудшем режиме

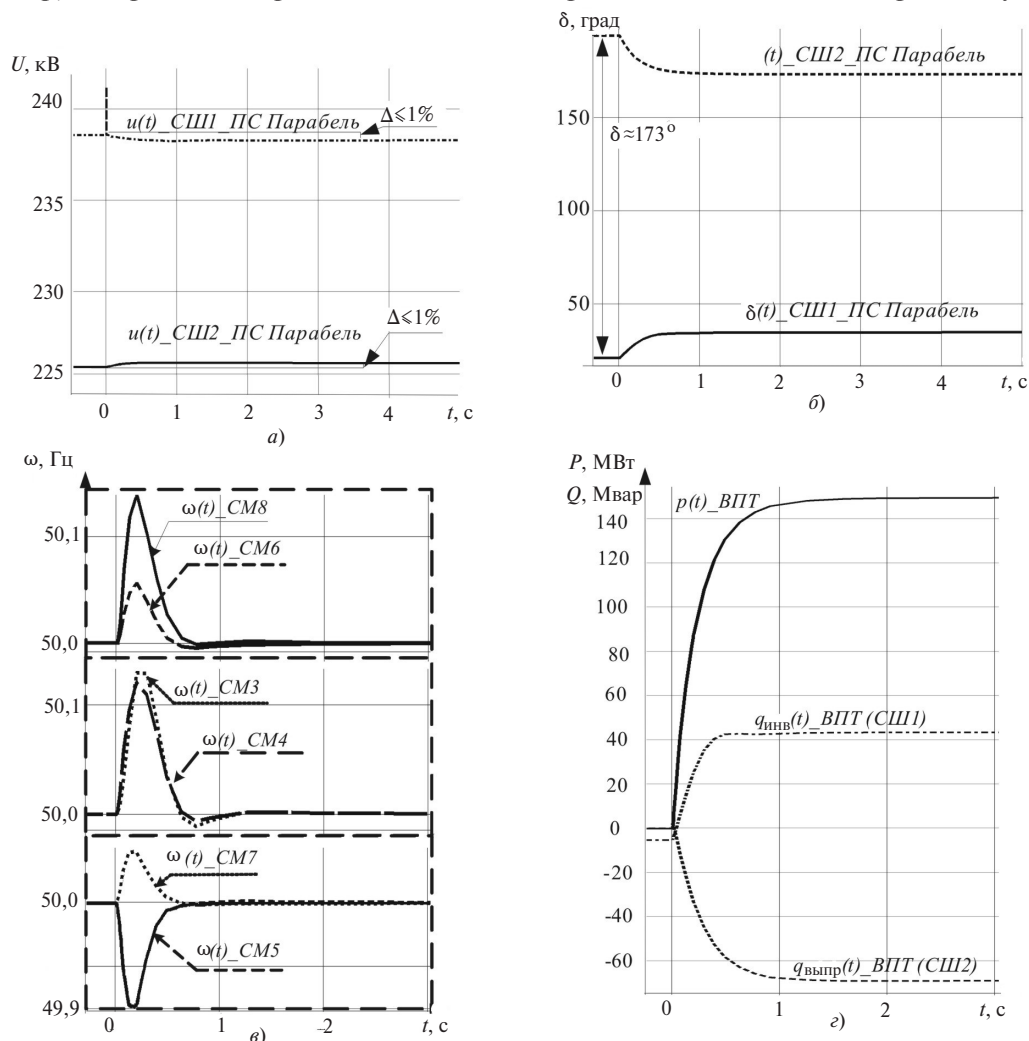


Рис. 5. Кривые напряжений (а) и углов напряжений (б) на шинах ПС Парабель, частоты вращения электрических машин (в) и потоков мощности через ВПТ (г) при на $\delta \approx 180^\circ$

($\delta \approx 180^\circ$) объединение не приводит к нарушению нормальной работы ЭЭС, колебания в мощности затухают, напряжение на ПС объединения снижается незначительно ($\Delta \leq 1\%$), что не приводит к останову двигательной нагрузки.

В то же время результаты моделирования процессов при КЗ на транзите 220 кВ ПС 500 кВ Томская–Нижевартовская ГРЭС показывают положительное влияние ВПТ на аварийные процессы в ЭЭС (рис. 6): напряжение в месте подключения ВПТ практически не изменяется, снижается уровень колебаний в ЭЭС. Кроме того, ВПТ позволяет демпфировать колебания в переходном процессе, в результате чего повышается устойчивость функционирования узлов нагрузки, особенно двигательной.

Определение мощности и оптимального места ВПТ. При выборе мощности ВПТ на транзите 220 кВ ПС 500 кВ Томская–Нижевартовская ГРЭС Томской ЭЭС необходимо учитывать:

значение максимально возможного аварийного небаланса активной мощности, возникающего в результате отключения генерирующего оборудования или наброса активной мощности в результате отключения наибольшего потребителя;

значение максимально допустимого перетока активной мощности (МДП) в контролируемых сечениях транзита 220 кВ ПС 500 кВ Томская–Нижевартовская ГРЭС.

Стоит отметить, что возникновение аварийного небаланса активной мощности, возникающего в результате отключения генерирующего оборудования на Нижевартовской ГРЭС или Томской ТЭЦ-3, Томской ГРЭС-2, а также аварийное отключение воздушной линии (ВЛ) 500 кВ на связях ОЭС Сибири–ОЭС Урала не оказывают влияния на перетоки активной мощности по транзиту 220 кВ, ввиду того что переток активной мощности через ВПТ обеспечивается за счет задания и формирования на выходе статического преобразовате-

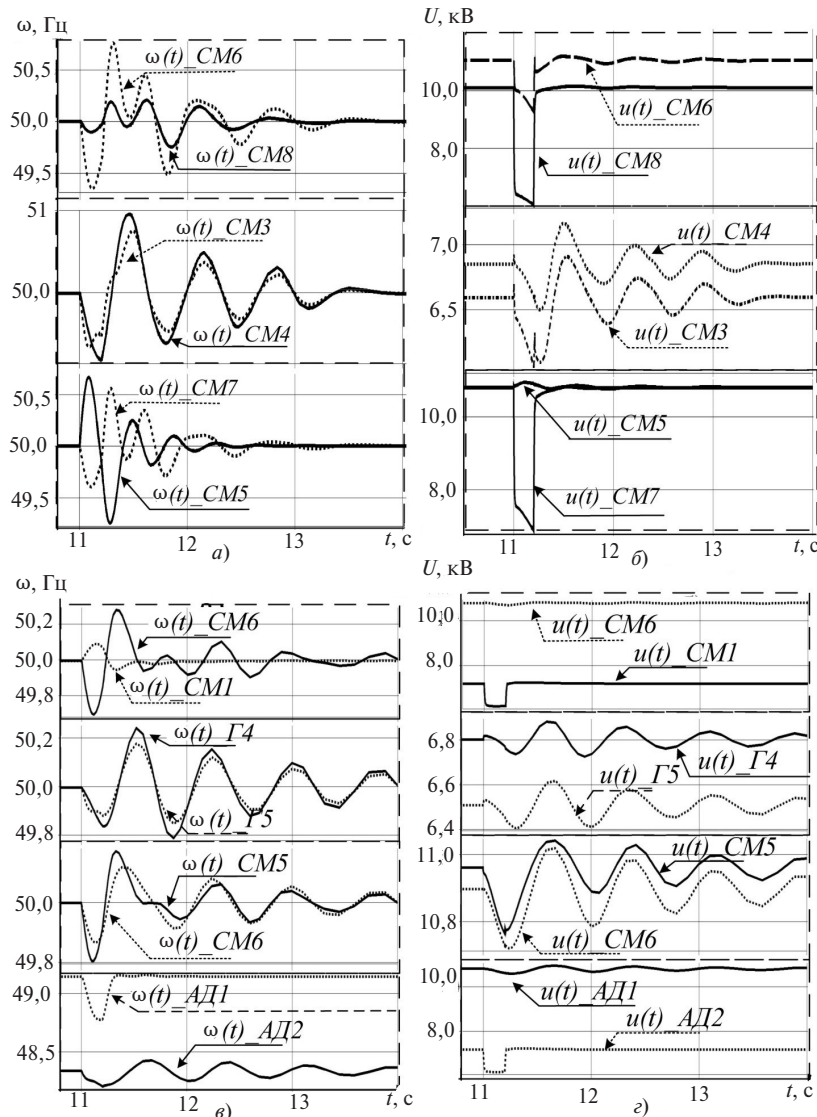


Рис. 6. Кривые частоты вращения электрических машин (а и б) и напряжений в узлах их подключения (б и з) при КЗ трехфазном ($t_{кз} = 11$ с) на стороне инвертора ВПТ, установленной на ПС Парабель (а, б) и на ПС Советско-Соснинская (б, з)

ля напряжения ВПТ соответствующей фазы напряжения. При этом отключение крупного генерирующего оборудования в Томской ЭЭС учитывается в МДП Красноярск–Кузбасс–Томск. Таким образом, установленная мощность ВПТ не зависит от значения перетока активной мощности по связям ОЭС Сибири–ОЭС Урала и не зависит от аварийных небалансов активной мощности.

Для определения мощности ВПТ необходимо определить МДП в контролируемых сечениях. Рассмотрим следующие контролируемые сечения на транзите 220 кВ ПС 500 кВ Томская–Нижневартовская ГРЭС:

ОЭС Урала–Томская ЭЭС (состав сечения: ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС–Советско-Соснинская I и II цепь);

Томская–Володино (состав сечения: ВЛ 220 кВ Томская–Володино с отпайкой на ПС Орловка I и II цепь).

При определении МДП в рассматриваемых контролируемых сечениях принимался режим минимального потребления транзита 220 кВ ПС 500 кВ

Томская–Нижневартовская ГРЭС для получения наибольшего транзитного перетока через ВПТ.

В качестве места установки ВПТ рассмотрены ПС 220 кВ Парабель (ВПТ № 1 на рис. 7) и ПС 220 кВ Советско-Соснинская (ВПТ № 2 на рис. 7). В табл. 1 представлено определение мощности ВПТ на ПС 220 кВ Парабель и в табл. 2 представлены результаты расчета мощности ВПТ на ПС 220 кВ Советско-Соснинская.

Таким образом, при сравнительном анализе полученных расчетов можно отметить, что для обеспечения реверсивности перетока мощности через ВПТ, а также с точки зрения минимально необходимой мощности ВПТ (100 МВт для ПС 220 кВ Парабель, в сравнении 130 МВт для ПС 220 кВ Советско-Соснинская) удельная стоимость установочной мощности ВПТ составляет 150 \$/кВт [14]) и наиболее целесообразным является установка ВПТ на ПС 220 кВ Парабель. При этом с точки зрения надежности и бесперебойности необходимым является установка двух параллельных ВПТ.

Очевидно, что установка ВПТ на данном транзите не обеспечит надежную связь между ОЭС

Таблица 1

Определение максимально допустимого перетока в контролируемых сечениях	В сечении ОЭС Урала–Томская ЭЭС для нормальной схемы составляет: $P_{p1}=247$ МВт (определяется по критерию не превышения аварийно допустимой токовой нагрузки (АДТН) ВЛ 220 кВ. Нижневартовская ГРЭС–ПС Советско-Соснинская I или II цепь в послеаварийном режиме (ПАР) отключения ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС–Советско-Соснинская II или I цепь). В сечении Томская–Володино для нормальной схемы $P_{p2}=204$ МВт (определяется по критерию не превышения АДТН ВЛ 220 кВ Томская–Володино с отпайкой на ПС Орловка I (II) цепь в ПАР отключения ВЛ 220 кВ Томская–Володино с отпайкой на ПС Орловка II (I) цепь).
Потребление транзита 220 кВ ПС 500 кВ Томская–Нижневартовская ГРЭС	Потребление участка электрической сети от ПС Советско-Соснинская до ПС Каргасок составляет $P_{H1}=200$ МВт. Потребление участка электрической сети от ПС 500 кВ Томская до ПС 220 кВ Парабель составляет $P_{H2}=170$ МВт. Дополнительно на данном участке располагается газотурбинное генерирующее оборудование, нагрузка которого составляет в среднем 50 МВт
Определение требуемой мощности ВПТ	Максимально возможный переток активной мощности через ВПТ от ПС 220 Каргасок в сторону ПС Парабель (из ОЭС Урала в ОЭС Сибири): $P_{ВПТ} = P_{p1} - P_{H1} = 247 - 200 = 47$ МВт. То же через ВПТ от ПС 220 кВ Парабель в сторону ПС 220 кВ Советско-Соснинская (из ОЭС Сибири в ОЭС Урала): $P_{ВПТ} = P_{p2} - P_{H2} + 50 = 204 - 170 + 50 = 84$ МВт.
Соответственно, рекомендуемая установленная мощность ВПТ с учетом запаса составляет ± 100 МВт.	

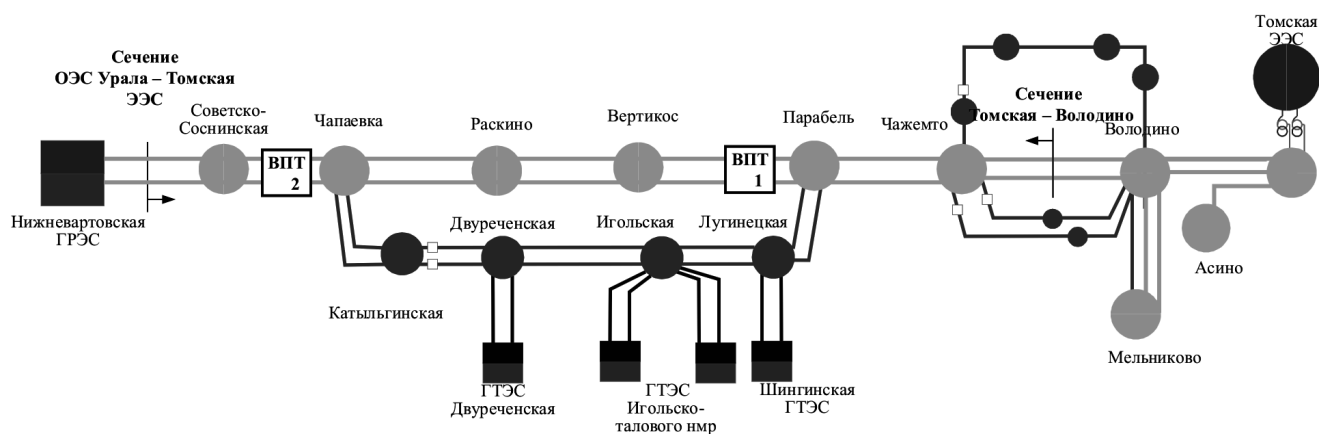


Рис. 7. Упрощенная схема транзита 220 кВ ПС 500 кВ Томская–Нижневартовская ГРЭС с рассматриваемыми местами установки ВПТ

Таблица 2

Определение максимально допустимого перетока в контролируемых сечениях	В контролируемом сечении ОЭС Урала–Томская ЭЭС для нормальной схемы составляет: $P_{p1} = 247$ МВт (определяется по критерию неперевышения АДТН ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС–ПС Советско-Соснинская I или II цепь в ПАР отключения ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС–Советско-Соснинская II или I цепь). В сечении Томская–Володино для нормальной схемы составляет $P_{p2} = 204$ МВт (определяется по критерию неперевышения АДТН ВЛ 220 кВ Томская–Володино с отпайкой на ПС Орловка I (II) цепь в ПАР отключения ВЛ 220 кВ Томская–Володино с отпайкой на ПС Орловка II (I) цепь).
Потребление транзита 220 кВ ПС 500 кВ Томская - Нижневартовская ГРЭС	Нагрузка ПС 220 кВ Советско-Соснинская составляет $P_{H1} = 125$ МВт. Потребление участка электрической сети от ПС Томская до ПС Чапаевка составляет $P_{H2} = 250$ МВт. Дополнительно на данном участке располагается газотурбинное генерирующее оборудование, нагрузка которого составляет в среднем 50 МВт.
Определение требуемой мощности ВПТ	Максимально возможный переток активной мощности через ВПТ от ПС 220 Советско-Соснинская в сторону ПС Чапаевка (из ОЭС Урала в ОЭС Сибири): $P_{ВПТ} = P_{p1} - P_{H1} = 247 - 125 = 122$ МВт. То же через ВПТ от ПС Чапаевка в сторону ПС Советско-Соснинская (из ОЭС Сибири в ОЭС Урала): $P_{ВПТ} = P_{p2} - P_{H2} = 204 - 250 + 50 = 4$ МВт.
Соответственно, рекомендуемая установленная мощность ВПТ с учетом запаса составляет ± 130 МВт. Однако при установке ВПТ на ПС Советско-Соснинская переток мощности может осуществляться только в направлении от ПС 220 Советско-Соснинская в сторону ПС Чапаевка (из ОЭС Урала в ОЭС Сибири).	

Урала и ОЭС Сибири и соответствующий переток мощности. Однако в существующих условиях функционирования транзита 220 кВ ПС 500 кВ Томская–Нижневартовская ГРЭС (наличие эксплуатационного разрыва на транзите, слабая связь, наличие ответственных потребителей) свойства и возможности ВПТ позволят осуществить включение на параллельную работу раздельно работающих северной и южной частей Томской ЭЭС для двухстороннего питания потребителей, обеспечения обменной мощности и повышения надёжности и бесперебойности электроснабжения потребителей.

Кроме этого, связь данных частей Томской ЭЭС через ВПТ позволит уменьшить уровень токов КЗ, соответственно уменьшается взаимовлияние объединяемых частей ЭЭС, а также снижаются требования к выбору оборудования по условиям КЗ (табл. 3).

Таблица 3

Линия электропередачи (ПС–ПС)	Значение токов КЗ при повреждении на шинах ПС Парабель, А		
	До установки ВПТ при замкнутом транзите	После установки ВПТ	Δ , А
Советско-Соснинская – Чапаевка	590	440	150
Чапаевка–Раскино	600	460	140
Раскино–Вертикос	650	480	170
Вертикос–Завьялово	1200	870	330
Завьялово–Каргасок	1240	880	360
Каргасок–Парабель	1300	910	390
Парабель–Чажемто	970	260	710
Чажемто–Володино	780	310	470
Володино–Орловка	760	340	420
Орловка–Томская	740	350	390

Выводы. 1. Представлен анализ средств включения на параллельную работу северной и южной частей Томской ЭЭС, которая имеет эксплуатационный раздел по транзиту 220 кВ ПС Томская – Нижневартовская ГРЭС, для увеличения уровня эксплуатационной надёжности и эффективности энергоснабжения, особенно на период проведения оперативных переключений без погашения потребителей.

2. Для использования средств с применением функции контроля синхронизма, которая предполагает включение выключателя с улавливанием или ожиданием синхронизма, определен предельный угол включения, при котором не произойдет нарушения статической и динамической устойчивости. Отметим, что такое включение является возможным, однако ограничено значением предельного угла, а также временем, при котором выполняются условия синхронизации (равенство угловых частот, значение напряжений и фазовый угол между этими напряжениями должны быть равны нулю), что особенно критично при аварийных режимах, когда необходимо быстро (на период обеспечения резервирования) осуществить включение на параллельную работу.

3. Рассмотренный вариант включения на параллельную работу северной и южной частей Томской ЭЭС с помощью более современных средств, в частности ВПТ, свойства и возможности которой позволяют осуществить включение даже при $\delta \approx 180^\circ$.

4. Результаты моделирования процессов при КЗ на транзите 220 кВ ПС Томская–Нижневартовская ГРЭС показывают положительное влияние ВПТ на аварийные процессы в ЭЭС, напряжение в месте подключения ВПТ практически не изменяется, снижается уровень колебаний в ЭЭС, повышается

устойчивость функционирования узлов нагрузки, особенно двигательной.

5. Расчеты показывают целесообразность установки ВПТ мощностью 100 МВт на ПС Парабель.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-38-00862.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Распоряжение** Губернатора Томской области № 210-р от 02.10.2017 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Томской области на период 2018-2022 годов» [Электрон. ресурс] <http://docs.cntd.ru/document/467907549> (дата обращения 06.02.2019).
2. **Маркман Г.З.** Энергоэффективность преобразования и транспортировки электрической энергии: Учебное пособие. Томск: Томский политехнический университет, 2008, 184 с.
3. **Алексеев О.П., Казанский В.Е., Козис В.Л. и др.** Автоматика электроэнергетических систем/Под ред. В.Л. Козиса и Н.И. Овчаренко. М.: Энергоиздат, 1981, 479 с.
4. **Sellick R.L., Dkerberg M.** Comparison of HVDC Light (VSC) and HVDC Classic (LCC) Site Aspects, for a 500MW 400kV HVDC Transmission Scheme. – 10th IET Intern. Conf. on AC and DC Power Transmission. Birmingham, 2012, pp. 1–6.
5. **Standard** models library. Eurostag package: User guide. Release 4.4.2008, 250 pp.
6. **Aleksandrov A., Neuymin V., Mashalov E., Bagryntsev A., Smirnov I., Sutkin A., Maksimenko D.** Using Rastr Win3 software for planning and control of active-adaptive (smart) grids [Электрон. ресурс] http://www.rastrwin.ru/en/Files/Alexandrov_RastrWin_6_.pdf (дата обращения 08.02.2019).
7. **Лебедев Н.В., Литвак В.В., Маркман Г.З.** Измерение угла расхождения векторов напряжения Томской и Тюменской энергосистем. – Сборник «Процессы и режимы электрических систем», Томск, 1990, с. 55–59.
8. **Пат. на полезную модель (РФ).** Фазоповоротное устройство/ Д.И.Панфилов, П.А. Рашитов, Т.В. Ремизевич, В.Н. Стельмаков. – БИ., 2011, № 22.
9. **Пат. на полезную модель (РФ)** 107421. Полупроводниковое фазоповоротное устройство/ В.П.Жмуров, В.Н.Стельмаков, А.Н. Тарасов. – БИ., 2011, № 32.
10. **Виджей К.** Применение статических преобразователей в энергетических системах/Пер. с англ. М.: НП «НИИА», 2009, 344 с.
11. **Flourentzou N., Agelidis V.G., Demetriades G.D.** VSC-based HVDC power transmission systems: An overview. – IEEE Transactions on Power Electronics, 2009, vol. 24, iss. 3, pp. 592–602.
12. **Wang H., Redfern M.A.** The advantages and disadvantages of using HVDC to interconnect AC networks. – 45th Intern. Universities Power Engineering Conf. (UPEC2010). Cardiff, Wales, UK, 2010, pp. 1–5.
13. **Сулова О. В., Шульга Р.Н.** Техничко-экономические характеристики преобразовательных подстанций для электропередач и вставок постоянного тока. – Изв. НТЦ Единой энергетической системы № 1(76), с. 125–138.

[20.02.2019]

А в т о р ы: Уфа Руслан Александрович окончил Томский политехнический университет (ТПУ) в 2012 г. В 2017 г. защитил кандидатскую диссертацию. Старший преподаватель Инженерной школы энергетики ТПУ.

Гаврилов Евгений Борисович окончил ТПУ в 2011 г. Ведущий специалист службы электрических режимов филиала АО СОЕЭС «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири».

Сулова Ольга Владимировна окончила С.Петербургский государственный университет технологии и дизайна в 1995 г. В 1999 г. защитила кандидатскую диссертацию. Заведующая научно-техническим отделом НИИ по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения.

Рудник Владимир Евгеньевич – магистрант второго курса обучения Инженерной школы энергетики ТПУ.

Мальцев Алексей Петрович – магистрант первого курса обучения Инженерной школы энергетики ТПУ.

Investigation of the Tomsk Region Power System Uniting Options

UFA Ruslan A. (Tomsk Polytechnic University –TPU, Tomsk, Russia) – Senior Lecturer

GAVRILOV Evgeny B. (JSC «Incorporated Controllers management of Siberia» – Leading specialist Kemerovo, Russia)

SUSLOVA Olga V. (High Voltage Direct Current Power Transmission Research Institute, St. Petersburg, Russia) – Leading researcher

RUDNIK Vladimir Ye. (TPU, Tomsk, Russia) – Master's degree

MAL'TSEV Alexey P. (TPU, Tomsk, Russia) – Master's degree

The article analyzes possible means for switching the Tomsk electric power system northern and southern parts for parallel operation. This system has the operational separation over the 220 kV power line, which connects the 500 kV Tomsk substation with the Nizhnevartovsk district power plant. With these parts switched for parallel operation, it will be possible to achieve an enhanced level of operational

reliability and more efficient power supply, especially in the course of making routine switching operations without the need to disconnect the consumers. This will also make it possible to secure more flexible and stable operation of the power system and to decrease power losses. In view of these considerations, it is important to analyze the possibility of using various means, with applying the synchronism monitoring function, which implies closing of the circuit breaker by synchronization or waiting for synchronism, or using a more advanced system like a back-to-back HVDC link. To this end, the ranges of voltage vector deviation angles between the united substation buses were determined, as well as limiting switching angles at different substations of this 220 kV power transmission, at which steady-state and transient stability will not be lost. The article presents the results of modeling the operations for switching the power system parts for parallel operation by means of a back-to-back HVDC link. Simulation of the processes triggered in the considered 220 kV power transmission by a short-circuit fault shows the effectiveness of using this device for solving the stated problem. The requirements for determining the back-to-back HVDC link power capacity are specified, and the optimal places for installing it in the considered power transmission line are defined.

Key words: power system, back-to-back HVDC link, parallel operation, analysis, modeling

REFERENCES

1. **Rasporyazheniye Gubernatora Tomskoy oblasti No. 210-p of 02.10.2017** «Ob utverzhdenii skhemy i programmy razvitiya Tomskoy oblasti...» (Order of Governor of the Tomsk area No. 210-p from 02.10.2017) «About claim of chart and program of development of the Tomsk area on a period 2018–2022» [Electron. resurs] <http://docs.cntd.ru/document/467907549> (Data obrashcheniya 06.02.2019)
2. **Markman G.Z.** *Energoeffektivnost' preobrazovaniya i transportirovki elektricheskoy energii/Uchebnoye posobiye* (Energy efficiency of transformation and transporting of electric energy/Educational supplies). Tomsk. Tomsk Polytechnic University, 2008, 184 p.
3. **Alekseyev O.P., Kazanskiy V.Ye., Kozis V.L. et al.** *Avtomatika elektroenergeticheskikh sistem/Pod red. V.L. Kozis, N.I. Ovcharenko* (Automation of the electroenergy systems / Edit by V.L. Kozis and N.I. Ovcharenko). Moscow, Energoizdat, 1981, 479 p.
4. **Sellick R.L., Dkerberg M.** Comparison of HVDC Light (VSC) and HVDC Classic (LCC) Site Aspects, for a 500MW 400kV HVDC Transmission Scheme. – 10th IET Intern. Conf. on AC and DC Power Transmission. Birmingham, 2012, pp. 1–6.
5. **Standard models library.** Eurostag package: User guide. Release 4.4.2008, 250 pp.
6. **Aleksandrov A., Neuymin V., Mashalov E., Bagryntsev A., Smirnov I., Sutkin A., Maksimenko D.** Using RastrWin3 software for planning and control of active-adaptive (smart) grids [Electron. resurs] http://www.rastrwin.ru/en/Files/Alexandrov_RastrWin_6_.pdf (Data obrashcheniya 06.02.2019).
7. **Lebedev N.V., Litvak V.V., Markman G.Z.** *Sbornik «Protsessy i rezhimy elektricheskikh sistem» – in Russ. (Collection «Processes and modes of the electric systems», Tomsk, 1990, pp. 55–59.*
8. **Patent na poleznuyu model' No. 107421 (RF).** *Fazopovorotnoye ustroystvo* (Utility patent No. 107421 (RF). Devise for the turn of phase/ D.I.Panfilov, P.A. Rashitov, T.V. Remizevich, V.N. Stel'makov. Bulletin of inventions, 2011, No. 22.
9. **Patent na poleznuyu model' No. 2011122939 (RF).** *Poluprovodnikovoye fazopovorotnoye ustroystvo* (Utility patent No. 2011122939 (RF). Semiconductor devise for the turn of phase/ V.P.Zhmurov, V.N. Stel'makov, A.N. Tarasov. Bulletin of inventions, 2011, No. 32.
10. **Vijai K.** *Primeneniye staticheskikh preobrazovateley v energeticheskikh sistemakh/Per. s angl. (Application of static transformers in the power systems)/Transl. for Eng. Moscow, NP «NIIA», 2009, 344 p.*
11. **Flourentzou N., Agelidis V.G., Demetriades G.D.** VSC-based HVDC power transmission systems: An overview. – IEEE Transactions on Power Electronics, 2009, vol. 24, iss. 3, pp. 592–602.
12. **Wang H., Redfern M.A.** The advantages and disadvantages of using HVDC to interconnect AC networks. – 45th Intern. Universities Power Engineering Conference (UPEC2010). Cardiff, Wales, UK, 2010, pp. 1–5.
13. **Suslova O.V., Shul'ga R.N.** *Izvestiya NTTs Edinoy energeticheskoy sistemy (News of the Scientific and technical center of the single power system)*, 2000, No. 1(76), pp. 125–138.

[20.02.2019]