Научная статья
УДК 621.31
DOI: 10.14529/power260203

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВЕЛИЧИНЫ НЕБАЛАНСА АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ВЫДЕЛИВШЕГОСЯ ЭНЕРГОРАЙОНА НА ТЯЖЕСТЬ ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА ПРИ СИНХРОНИЗАЦИИ С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ

А.Н. Горожанкин[1], *gorozhankinan@susu.ru*
А.В. Сюткин[1, 2], *asp2025sav28@susu.ru*
В.О. Самарин[1, 2], *asp2024svo59@susu.ru*
Е.Е. Горшков[2], *jo4n.gold@yandex.ru*
О.А. Вишняков[1, 2], *asp2025voa63@susu.ru*
А.С. Нестеров[1], *nesterovas@susu.ru*
[1] *Южно-Уральский государственный университет, Челябинск, Россия*
[2] *Филиал АО «СО ЕЭС» Челябинское РДУ, Челябинск, Россия*

Аннотация. Впервые авторами выполнено исследование на динамической модели участка сети 500/220/110 кВ влияния ускорения вала ротора синхронного генератора на тяжесть переходного процесса при синхронизации с использованием программного комплекса RastrWin3. Проведен анализ влияния величины и знака ускорения (небаланса активной мощности) на токовые нагрузки при включении изолированного энергорайона на параллельную работу с энергосистемой при фиксированных значениях разности углов и разности частот, регламентированных документами АО «СО ЕЭС» и известными теоретическими положениями. Получены количественные зависимости максимальных токов синхронизирующей линии и кратностей токов статоров генераторов от величины небаланса в диапазоне от 2 до 70 МВт. Установлено, что увеличение небаланса с 2 до 70 МВт приводит к росту максимального тока линии на 321 % при положительном небалансе и на 529 % при отрицательном, а кратности тока генератора вблизи точки синхронизации – на 25,2 и 14,7 % соответственно. Выявлена существенная асимметрия влияния знака небаланса: при малых значениях (2 МВт) ток в линии при отрицательном небалансе (дефицит мощности) на 35,8 % ниже, чем при положительном (избыток мощности). Показано, что начальные значения токов изменяются значительно слабее максимальных, что подтверждает определяющую роль ускорения в развитии послеаварийных электромеханических колебаний. Полученные результаты обосновывают необходимость учёта ускорения при определении допустимых условий синхронизации.

Ключевые слова: синхронизация энергосистем, контроль синхронизма, улавливание синхронизма, ускорение ротора, небаланс активной мощности, динамическая устойчивость, RastrWin3

Для цитирования: Исследование влияния величины небаланса активной мощности выделившегося энергорайона на тяжесть переходного процесса при синхронизации с энергосистемой / А.Н. Горожанкин, А.В. Сюткин, В.О. Самарин и др. // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2026. Т. 26, № 2. С. 28–36. DOI: 10.14529/power260203

© Горожанкин А.Н., Сюткин А.В., Самарин В.О., Горшков Е.Е., Вишняков О.А., Нестеров А.С., 2026

Original article
DOI: 10.14529/power260203

STUDIES INTO THE IMPACT OF THE ACTIVE POWER IMPALANCE OF AN EMERGING ENERGY AREA ON THE COMPLEXITY OF THE TRANSIENT PROCESS WHEN SYNCHRONIZED WITH THE ENERGY SYSTEM

A.N. Gorozhankin[1], *gorozhankinan@susu.ru*
A.V. Syutkin[1, 2], *asp2025svo28@susu.ru*
V.O. Samarin[1, 2], *asp2024svo59@susu.ru*
E.E. Gorshkov[2], *jo4n.gold@yandex.ru*
O.A. Vishnyakov[1, 2], *asp2025voa63@susu.ru*
A.S. Nesterov[1], *nesterovas@susu.ru*
[1] *South Ural State University, Chelyabinsk, Russia*
[2] *Branch of JSC "SO UPS" Chelyabinsk Regional Dispatch Office, Chelyabinsk, Russia*

Abstract. This study is the first to use a dynamic model of a 500/220/110 kV network section to investigate the impact of the rotor shaft acceleration of a synchronous generator on the complexity of the transient process during synchronization, using the RastrWin3 software suite. The authors analyze how the magnitude and sign of acceleration (i.e., active power imbalance) affect current loads when connecting an isolated energy area to a parallel-operating power system. The analysis was conducted under fixed angle and frequency differences, adhering to the regulations of the System Operator of the Unified Energy System (SO UES) JSC and established theoretical principles. The authors obtained the quantitative dependencies of maximum currents in the synchronizing line and the multiplicity of the generator stator currents on the imbalance magnitude in the range from 2 to 70 MW. They found that an increase in the imbalance from 2 MW to 70 MW leads to a 321 % increase in the maximum line current for a positive imbalance and a 529 % increase for a negative imbalance. Additionally, the current multiplicity factor of the generator near the synchronization point increased by 25.2 % and 14.7 %, respectively. The impact of the imbalance sign was markedly asymmetric: at low values (2 MW), the line current under a negative imbalance (power deficit) is 35.8 % lower than under a positive one (power surplus). The paper demonstrates that the initial current values change much less significantly than the maximum values, confirming the decisive role of acceleration in the development of post-fault electromechanical oscillations. These findings justify the need to take into account acceleration when determining permissible synchronization conditions.

Keywords: power system synchronization, synchronism check, synchronization, rotor acceleration, active power imbalance, dynamic stability, RastrWin3

For citation: Gorozhankin A.N., Syutkin A.V., Samarin V.O., Gorshkov E.E., Vishnyakov O.A., Nesterov A.S. Studies into the impact of the active power impalance of an emerging energy area on the complexity of the transient process when synchronized with the energy system. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering.* 2026;26(2):28–36. (In Russ.) DOI: 10.14529/power260203

Введение

В современных энергосистемах, отличающихся высокой сложностью и взаимосвязанностью, обеспечение устойчивой и надежной работы является одной из ключевых задач. Особую актуальность приобретают вопросы синхронизации частей энергосистемы после их разделения, вызванного аварийными или плановыми отключениями. Успешное восстановление синхронной работы во многом зависит от корректной настройки функций контроля синхронизма (КС) и улавливания синхронизма (УС), реализуемых в устройствах трехфазного автоматического повторного включения (ТАПВ) и специализированных устройствах синхронизации.

Внедрение данных функций направлено на предотвращение развития асинхронных режимов, минимизацию рисков повреждения оборудования и обеспечение быстрого восстановления нормальной схемы электроснабжения. Однако эффективность их работы напрямую определяется точностью расчетных параметров, таких как допустимая разность углов ($\delta_{вкл}$), разность частот (Δf), граничные напряжения ($U_{\min}$, $U_{\max}$) и другие. Неправильный выбор уставки срабатывания АПВ может привести как к необоснованным блокировкам включения, так и к опасным включениям с потерей динамической устойчивости системы.

Основополагающим документом, устанавливающим единый системный подход к расчетам параметров АПВ с КС (УС), является Методика определения расчетных параметров для определения параметров настройки функций контроля и улавливания синхронизма, изданная АО «СО ЕЭС». Методика применяется для определения следующих режимных параметров, используемых для

определения параметров настройки функций КС, УС линий электропередачи (ЛЭП) и электросетевого оборудования в составе устройств (функций) ТАПВ и микропроцессорных устройств:

- максимально допустимая разность углов векторов напряжения на полюсах коммутационного аппарата (далее – $\Delta\delta_{\text{вкл}}$) – до 45–60° согласно [1];
- максимально допустимая разность частот между разделившимися частями энергосистемы (далее – Δf) – не более 0,4 Гц в соответствии с [1], до 1 Гц согласно [2];
- разность частот, при которой выполняется смена алгоритма КС на алгоритм УС;
- максимально допустимая разность напряжений;
- минимально допустимое напряжение $U_{\min}$ (уставка контроля наличия напряжения);
- максимально допустимое напряжение $U_{\max}$ (значение напряжения, выше которого алгоритм синхронизации блокируется).

Теоретическое обоснование указанных значений описаны в [3–7] и обобщены в совместном отчёте CIGRE/IEEE [8]. Влияние ускорения ротора как самостоятельного фактора в этих работах не выделяется. Анализ переходного процесса при несинхронном включении описан в [9]. В [10] выполнена оценка влияния погрешностей автоматической синхронизации (частоты скольжения и угла включения) на качество переходного процесса с использованием интегрального динамического воздействия. Авторами установлено, что знак частоты скольжения в диапазоне ±0,5 Гц не оказывает существенного влияния на качество синхронизации, однако при отрицательных значениях скольжения наблюдается тенденция к снижению динамического воздействия, в результате чего авторы рекомендуют выполнять синхронизацию при отрицательном скольжении. В диапазоне малых углов (±5…10°) знак угла также не даёт устойчивой закономерности, хотя для большинства генераторов предпочтительным является отрицательный угол включения (отставание ЭДС генератора от напряжения сети). Кроме того, уточнено значение угла максимального синхронизирующего момента (134–138° вместо 120° по данным [1]).

В [11] предложена методика определения допустимых параметров синхронизации изолированного энергорайона с энергосистемой при разности частот более 0,1 Гц. Показано, что при отрицательном скольжении (частота района ниже частоты системы) предельные углы синхронизации больше, чем при положительном, что объясняется влиянием асинхронного момента. Этот вывод качественно согласуется с результатами настоящего исследования, где также обнаружена асимметрия влияния положительного и отрицательного небаланса на тяжесть переходного процесса. Количественная оценка показывает, что при малых небалансах токи при отрицательном небалансе могут быть на 35 % ниже, чем при положительном, что дополняет результаты [11].

Таким образом, в рассмотренных работах ускорение не выделяется как самостоятельный фактор, определяющий тяжесть синхронизации при фиксированных $\Delta\delta_{\text{вкл}}$ и Δf. Настоящее исследование, в котором впервые выполнен количественный анализ влияния величины и знака ускорения на токовые нагрузки, заполняет этот пробел.

Целью настоящего исследования является анализ не учитываемого в методике параметра влияния величины ускорения вала ротора синхронного генератора на тяжесть переходного процесса при синхронизации с сетью.

Общее описание модели

Модель (рис. 1) представляет собой участок сети 500/220/110 кВ, связанный с остальной энергосистемой (представлен в виде базисного/балансирующего узла на ПС 500 кВ Победа) по воздушной линии ВЛ 500 кВ Победа – ЕЭС. В составе участка сети находятся:

- 6 генераторов (Г2–Г7) общей номинальной мощностью 1200 МВт;
- 6 ПС с общим потреблением 950 МВт;
- единственная электростанция (ТЭС).

На рис. 1 изображен участок, выделяющийся на изолированную работу в результате аварийных отключений ВЛ 220 кВ Восточная – Победа, ВЛ 220 кВ Восточная – ТЭС, Т1 (выделен красным и далее – изолированный участок), в составе которого система шин 220 кВ, система шин 110 кВ, ПС 500 кВ Восточная, Г7 с установленной мощностью 200 МВт, нагрузка потребителей суммарной мощностью 200 МВт.

С целью визуального упрощения графического представления модели приняты некоторые допущения: системы шин подстанций сэквивалентированы в одну систему шин (СШ) по условию, что в рамках исследования секционирующее их коммутационное оборудование находится во включенном состоянии. Исключением являются ПС 110 кВ КПД, ПС 110 кВ Сталеплавильная, ПС 110 кВ Ферросплав, так как в дальнейших исследованиях предполагается изменение состояния их СВ, ШСВ. Схема соединения генераторного оборудования сведена к форме «генератор – трансформатор – выключатель – система шин» по аналогичному условию. Автотрансформаторы визуально представлены в виде трансформаторов.

Для анализа непосредственного влияния величины ускорения необходимо выполнить фиксацию прочих параметров, влияющих на переходный процесс при синхронизации (разность углов $\Delta\delta_{\text{вкл}}$ и разность частот Δf векторов напряжения генераторов между изолированными энергосистемами в момент синхронизации). Для этого в изолированный участок вводится второй баланси-

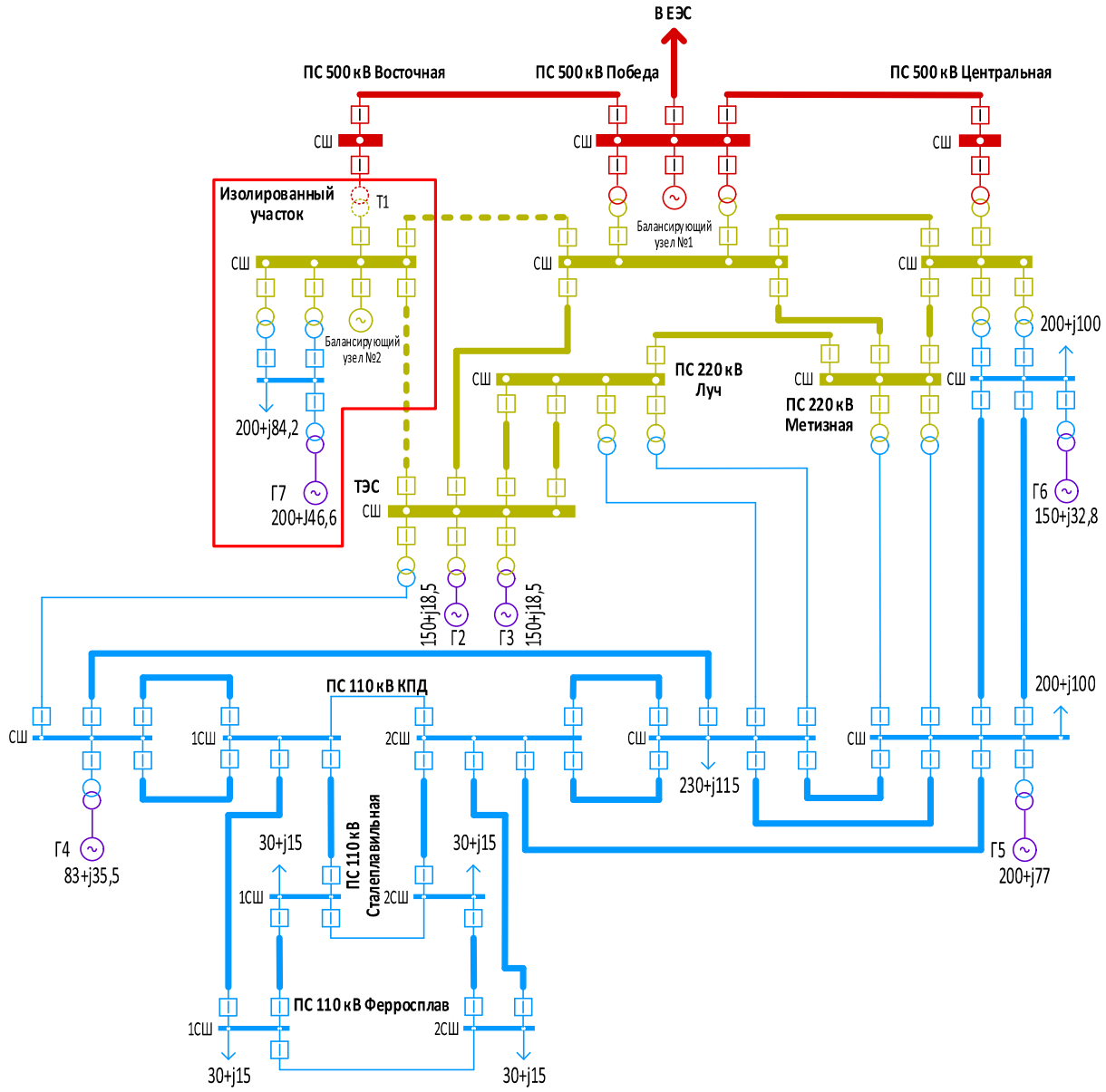


Рис. 1. Графическое представление исследуемой модели
Fig. 1. Graphical representation of the studied model

рующий узел (БУ). Его внедрение открывает возможность для задания произвольного значения начального (в момент старта расчета динамики) угла включения $\delta_{нач}$, что в свою очередь позволяет «подбирать» разность углов в момент синхронизации. Также второй балансирующий узел позволяет регулировать величину небаланса (ускорения) $P_{неб}$ изолированного участка, что достигается посредством «подбора» определенной величины небаланса с компенсирующей его генерацией балансирующего узла с последующим его отключением. В результате небаланс активной и реактивной мощности после отключения БУ можно задавать любой величины. Данная методика для моделирования переходного процесса с произвольным небалансом активной мощности впервые разработана авторами настоящей статьи.

Программа исследований на модели и результаты моделирования

Программа исследования включает в себя, во-первых, выделение части энергорайона на изолированную работу с последующим АПВ. Во-вторых, исследование влияния ускорения (небаланса активной мощности) за счет фиксации прочих параметров ($\Delta\delta_{вкл} = 0$ град, $\Delta f = 0{,}1$ Гц), оказывающих эффект на тяжесть синхронизации. В данном исследовании изменяемой величиной является значение ускорения $a_{вкл}$ (и соответствующий ему небаланс активной мощности) в момент синхронизации энергосистем.

Для выполнения исследования авторами разработана специальная программа испытаний. Регистрация динамических параметров переходного процесса происходит в следующей последовательности:

1) задается минимальная величина небаланса активной мощности, обеспечивающая заданную и не меняющуюся в ходе исследования разность частот $\Delta f = 0{,}1$ Гц;

2) выполняется первичный расчет динамических параметров для определения объема корректирующих воздействий: установка начального угла $\delta_{нач}$ по алгоритму «запуск расчета динамики» – «отключение балансирующего узла (создание небаланса активной мощности)» – «ожидание ускорения/торможения генераторов до заданной частоты (50,1/49,9 Гц)» – «работа АПВ по алгоритму УС (уставка $f_{уст} = \Delta f = 0{,}1$ Гц)»;

3) после определения отклонения разности углов от заданного значения $\Delta\delta_{вкл} = 0$ град выполняется калибровка;

4) после корректировки выполняется расчет динамики, соответствующий заданным параметрам.

Опыт повторяется для различных величин небаланса. В результате формируется зависимость тяжести переходного процесса от величины ускорения в момент включения. Величиной, определяющей тяжесть переходного процесса, является кратность тока статора генераторов, находящихся в непосредственной близости к включаемой в синхронизм линии, а также величина тока, протекающего по синхронизирующей линии. Принцип моделирования частично связан с концепцией «частичной устойчивости», описанной в [12]. Поясняющий график представлен на рис. 2. Здесь показаны графики тока статора генератора Г7, тока синхронизирующей линии, а также график разности углов напряжения систем в переходном процессе при синхронизации энергосистем.

В результате исследования сформированы графики зависимости максимальных значений кратностей токов статоров генераторов (рис. 3a) и максимального значения тока синхронизирующей линии (рис. 3b) от величины небаланса (ускорения) активной мощности. Выделившийся на изолированную работу генератор отмечен пунктирной линией. Зоны ограничения в области малых небалансов обусловлены неспособностью изолированного участка развить достаточную по требованию уставки разность частот 0,1 Гц.

Дополнительно представлены графики зависимости начальных (в момент синхронизации) значений кратностей токов статоров генераторов (рис. 4a) и начального значения тока синхронизирующей линии (рис. 4b) от величины небаланса (ускорения) активной мощности.

Обсуждение результатов моделирования

В ходе исследования, выполненного при фиксированных значениях разности углов и частот, было установлено, что величина ускорения (небаланса активной мощности) оказывает непосредственное влияние на тяжесть последующего переходного процесса. Зафиксирована устойчивая зависимость роста токовых нагрузок как в генераторном оборудовании, так и в синхронизируемой линии связи при увеличении абсолютной величины небаланса.

Анализ зависимостей (см. рис. 3) демонстрирует нелинейный характер влияния ускорения. С увеличением абсолютного значения небаланса наблюдается прогрессирующий рост максимальных кратностей токов статоров генераторов и тока

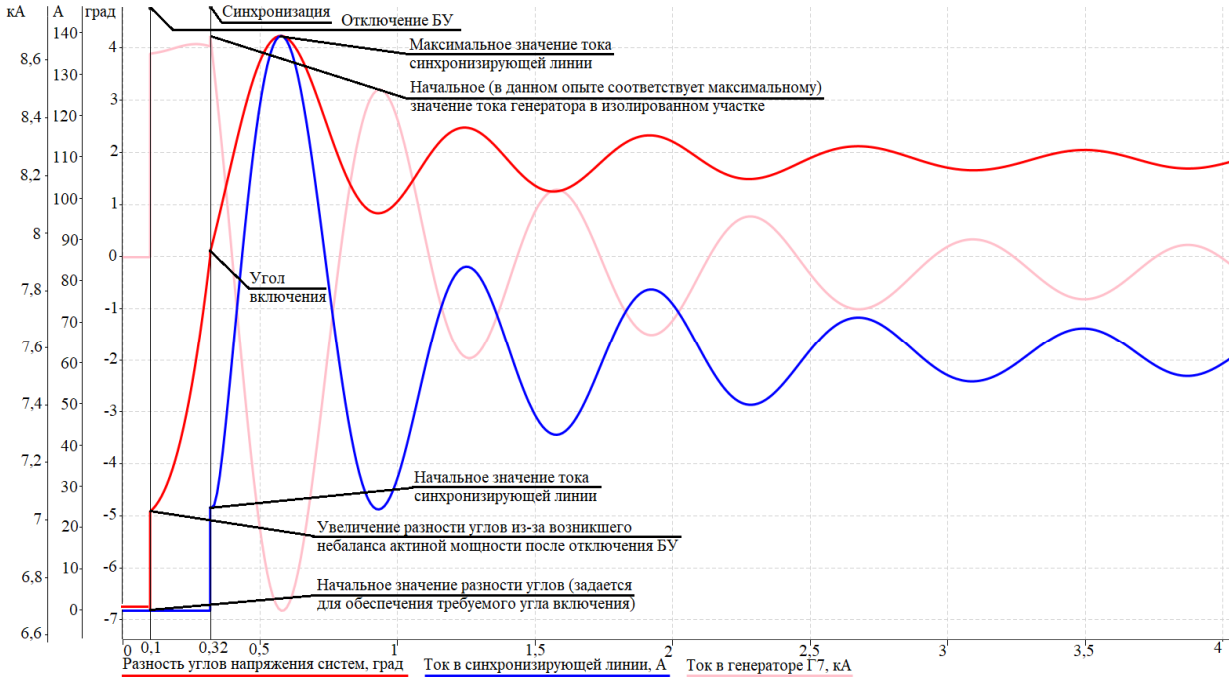
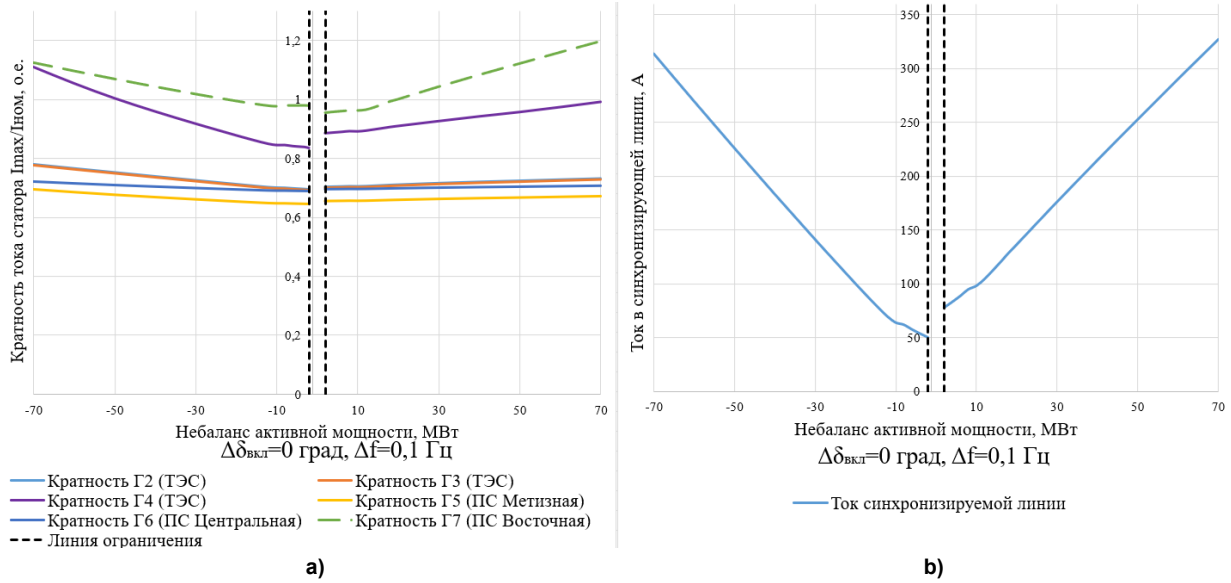


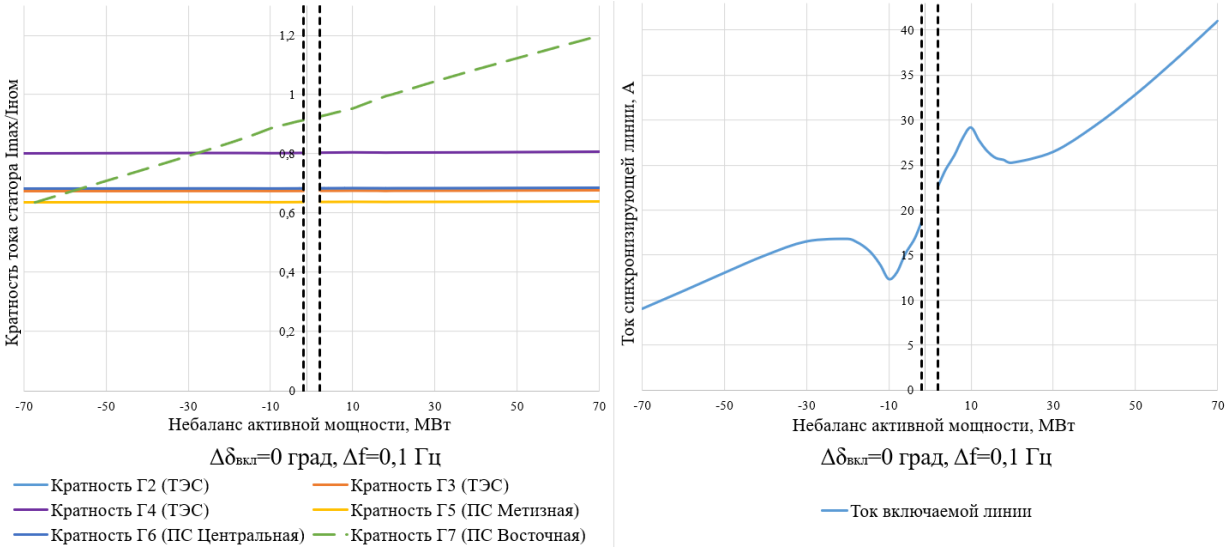
Рис. 2. Демонстрация графика переходного процесса при синхронизации энергосистем с избытком 20 МВт
Fig. 2. Demonstration of the transient process during synchronization of power systems with a surplus of 20 MW



a) b)

Рис. 3. Зависимость: a) максимальных значений кратностей токов статоров генераторов от небаланса (ускорения) $K_{\text{ст.макс}} = f(a_{\text{вкл}})$; b) максимального значения тока синхронизирующей линии от небаланса (ускорения) $I_{\text{ВЛ.макс}} = f(a_{\text{вкл}})$

Fig. 3. The dependence of the: a) the maximum values of generator stator current multiplicities on imbalance (acceleration) $K_{\text{st.max}} = f(a_{\text{sw}})$; b) the maximum current value of the synchronizing line on imbalance (acceleration) $I_{\text{HVL.max}} = f(a_{\text{sw}})$



a) b)

Рис. 4. Зависимость: a) начальных значений кратностей токов статоров генераторов от небаланса (ускорения) $K_{\text{ст.нач}} = f(a_{\text{вкл}})$; b) начального значения тока синхронизирующей линии от небаланса (ускорения) $I_{\text{ВЛ.нач}} = f(a_{\text{вкл}})$

Fig. 4. The dependence of: a) the initial values of stator current multiples of generators on imbalance (acceleration) $K_{\text{st.init}} = f(a_{\text{sw}})$; b) the initial value of synchronizing line current on imbalance (acceleration) $I_{\text{HVL.init}} = f(a_{\text{sw}})$

в линии. При малых значениях небаланса прирост токов незначителен, однако при увеличении небаланса (как в положительную, так и в отрицательную сторону) темп прироста токов возрастает, что свидетельствует о более жестких электромеханических переходных процессах в системе.

С целью количественной оценки влияния ускорения на тяжесть переходного процесса были выбраны характерные режимы с минимальным (2 МВт) и максимальным (70 МВт) небалансом, а также асимметричные им режимы с дефицитом мощности (–2, –70 МВт). Рост значений в процентах рассчитан между характерными значениями (2, 70 МВт). Полученные численные значения сведены в табл. 1 и 2.

Значение максимальной кратности тока статора генератора Г7 при изменении величины небаланса с 2 до 70 МВт (см. рис. 3а) увеличилось

Таблица 1

Влияние положительного (избыток) небаланса активной мощности

Table 1

The impact of positive (surplus) active power imbalance

Небаланс, МВт	$I_{ВЛ.макс}$, А	$K_{ст.макс\ Г7}$, о.е.	$I_{ВЛ.нач}$, А	$K_{ст.нач\ Г7}$, о.е.
2	77,516	0,956	22,640	0,926
70	326,679	1,198	40,994	1,198
Рост, %	321,4 %	25,3 %	81,1 %	29,4 %

Таблица 2

Влияние отрицательного (дефицит) небаланса активной мощности

Table 2

The impact of negative (deficit) active power imbalance

Небаланс, МВт	$I_{ВЛ.макс}$, А	$K_{ст.макс\ Г7}$, о.е.	$I_{ВЛ.нач}$, А	$K_{ст.нач\ Г7}$, о.е.
–2	49,797	0,980	18,723	0,913
–70	313,393	1,125	9,045	0,625
Рост, %	529,3 %	14,8 %	–51,7 %	–31,5 %

на 25,3 % при положительном небалансе и на 14,8 % – при отрицательном (третьи столбцы в табл. 1 и 2), что свидетельствует о существенном росте электродинамических нагрузок на оборудование, а также демонстрирует асимметричность процесса в зависимости от знака ускорения.

Значение максимального тока в линии (вторые столбцы в табл. 1 и 2) увеличилось на 321,4 % (более чем в 4 раза) при положительном, а при отрицательном небалансе той же абсолютной величины – на 529,3 % (более чем в 6 раз).

При сравнительном анализе зависимостей прослеживаются общие закономерности.

1. При избытке и дефиците активной мощности наблюдается рост тяжести переходного процесса, что характеризуется увеличением как кратностей тока статора, так и тока синхронизирующей линии.

2. Зависимости имеют подобные нелинейные (в диапазонах 2…20 МВт, –2…–20 МВт) и линейные (в диапазонах 20…70 МВт, –20…–70 МВт) участки.

3. В абсолютных значениях наибольшие значения кратности тока статора и тока синхронизирующей линии достигаются при максимальном избытке активной мощности.

4. Сравнение зависимостей демонстрирует и различия: при малых небалансах активной мощности кратность тока статора выше при дефиците активной мощности, а максимальный ток синхронизирующей линии – при её избытке.

Значение кратности тока статора в момент синхронизации (пятые столбцы в табл. 1 и 2) генератора Г7 увеличилось на 29,4 % при положительном небалансе и снизилось на 31,5 % при отрицательном. Данная зависимость и определяет выявленную асимметрию на рис. 3a – кратность тока статора при отрицательном небалансе ниже, чем при положительном при монотонном снижении кратности в диапазоне –70…70 МВт в момент синхронизации. Данный результат свидетельствует о необходимости учета не только величины ускорения, но и его характера.

Значение тока в линии в момент синхронизации (четвертые столбцы в табл. 1 и 2) изменяется менее значительно и снижается при отрицательном небалансе. Данная зависимость и определяет выявленную асимметрию на рис. 3b – максимальные значения тока в синхронизирующей линии при отрицательном небалансе ниже, чем при положительном, из-за влияющего на него начального (зависимость на рис. 4b) тока. Иной характер изменения на рис. 4b в диапазоне –20…20 МВт также отчетливо прослеживается по характеру изменения начальных значений тока на соответствующем участке. Опыт показывает, что ускорение определяет не столько скачок при включении, сколько амплитуду последующих электромеханических колебаний, но при этом дополнительно определяет асимметрию в зависимостях максимальных значений в переходном процессе.

В точках, соответствующих значениям небаланса ±10 МВт, наблюдается экстремум. В рамках данного исследования причина возникновения полученного результата не определена. Подробный анализ характера зависимости будет исследован и обоснован авторами в дальнейших работах.

Заключение

Сопоставление максимальных значений токов (в процессе качаний) с их начальными значениями в момент синхронизации (см. рис. 4a, b) подтверждает, что ускорение влияет не столько на скачок тока при включении, сколько на динамику последующих электромеханических колебаний, в то время как начальный ток определяется главным образом разностью углов и напряжений. Именно ускорение определяет амплитуду первой и последующих «раскачек» тока в послеаварийном режиме, увеличивая вероятность срабатывания защит и механического воздействия на оборудование.

Также величина ускорения определяет несимметричность графиков при дефиците и избытке активной мощности в изолированном участке.

Таким образом, результаты исследования убедительно доказывают, что параметр ускорения вала ротора генератора в момент синхронизации независимо работающих энергосистем является значимым фактором, определяющим тяжесть синхронизации, и должен учитываться при настройке устройств автоматики помимо традиционно нормируемых разности углов и частоты. Дополнительным фактором учета должен являться характер небаланса (дефицит и избыток активной мощности в изолированном районе), поскольку он также определяет тяжесть переходного процесса (дефицит активной мощности согласно результатам исследования оказывает смягчающее воздействие на тяжесть переходного процесса). Игнорирование величины небаланса может приводить к недооценке токовых нагрузок при включении на параллельную работу даже при допустимых значениях $\Delta\delta_{\text{вкл}}$, Δf.

Список литературы

1. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя [Электронный ресурс]. URL: www.rastrwin.ru/download/Files/HELP_RastrWin3_29_08_12.pdf (дата обращения: 18.04.2026).

2. Хачатуров А.А. Несинхронные включения и ресинхронизация в энергосистемах. М.: Энергия, 1977. 176 с.

3. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических сетях. М.: Высшая школа, 1985. 536 с.

4. Вольдек А.И. Электрические машины. Л.: Энергия, 1978. 832 с.

5. Kundur P. Power System Stability and Control / N.J. Balu, M.G. Lauby (eds.). New York: McGraw-Hill, 1994. 1176 p.

6. Anderson P.M., Fouad A.A. Power System Control and Stability. 2nd ed. New York: IEEE Press, 2003. 658 p.

7. Kimbark E.W. Power System Stability. Vol. 1: Elements of Stability Calculations. New York: IEEE Press, 1995. 388 p. (IEEE Press power system engineering series).

8. Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions / P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu et al. // IEEE Transactions on Power Systems. 2004. Vol. 19, no. 3. P. 1387–1401. DOI: 10.1109/TPWRS.2004.825981

9. Ranjbar A.H., Gharehpetian G.B. Transient Stability of Synchronous Generator in Out of Phase Synchronization // Proceedings of the 5th International Conference on Electrical and Electronics Engineering. Bursa, Turkey, 2007. P. 5–9.

10. Углов А.В., Гусева Е.В., Углова М.Б. Влияние факторов синхронизации на качество переходного процесса при включении синхронного генератора на параллельную работу с энергосистемой // Энергетические установки и технологии. 2017. Т. 3, № 4. С. 71–76.

11. Николаева Е.В., Фролов А.И. Определение допустимых параметров электроэнергетического режима при синхронизации изолированного энергорайона с энергосистемой с разностью частот более 0,1 Гц // Известия НТЦ единой энергетической системы. 2019. № 2 (81). С. 53–59.

12. Willems J.L. A partial stability approach to the problem of transient power system stability // International Journal of Control. 1974. Vol. 19, no. 1. P. 1–14. DOI: 10.1080/00207177408932606

References

1. *Programmnyy kompleks “RastrWin3”. Rukovodstvo pol'zovatelya* [RastrWin3 Software Package. User's Guide] [Electronic resource]. Available at: www.rastrwin.ru/download/Files/HELP_RastrWin3_29_08_12.pdf (accessed 18.04.2026). (In Russ.)

2. Khachaturov A.A. *Nesinkhronnye vklyucheniya i resinkhronizatsiya v energosistemakh* [Asynchronous Switching and Resynchronization in Power Systems]. Moscow: Energiya, 1977. 176 p. (In Russ.)

3. Venikov V.A. *Perekhodnye elektromekhanicheskie protsessy v elektricheskikh setyakh* [Transient Electromechanical Processes in Electrical Networks]. Moscow: Vysshaya shkola, 1985. 536 p. (In Russ.)

4. Vol'dek A.I. *Elektricheskie mashiny* [Electrical Machines]. Leningrad: Energiya, 1978. 832 p. (In Russ.)

5. Kundur P.; N.J. Balu, M.G. Lauby (eds.). Power System Stability and Control. New York: McGraw-Hill, 1994. 1176 p.

6. Anderson P.M., Fouad A.A. *Power System Control and Stability*. 2nd ed. New York: IEEE Press, 2003. 658 p.

7. Kimbark E.W. *Power System Stability. Vol. 1: Elements of Stability Calculations*. New York: IEEE Press, 1995. 388 p. (IEEE Press power system engineering series).

8. Kundur P., Paserba J., Ajjarapu V. et al. Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2004;19(3):1387–1401. DOI: 10.1109/TPWRS.2004.825981

9. Ranjbar A.H., Gharehpetian G.B. Transient Stability of Synchronous Generator in Out of Phase Synchronization. In: *Proceedings of the 5th International Conference on Electrical and Electronics Engineering*. Bursa, Turkey, 2007. P. 5–9.

10. Uglov A.V., Guseva E.V., Uglova M.B. Synchronization factors influence on the transitional process quality of synchronous generator powering on parallel work with powerful network. *Power Plants and Technologies*. 2017;3(4):71–76. (In Russ.)

11. Nikolaeva E.V., Frolov A.I. Admissible parameters determination of isolated power district synchronization with power system with frequency difference over than 0.1 Hz. *Izvestiya NTC Edinoj Energeticheskoj Sistemi = STC of Unified Power System Proceedings*. 2019;2(81):53–59. (In Russ.)

12. Willems J.L. A partial stability approach to the problem of transient power system stability. *International Journal of Control*. 1974;19(1):1–14. DOI: 10.1080/00207177408932606

Информация об авторах

Горожанкин Алексей Николаевич, д-р техн. наук, заведующий кафедрой электрических станций, сетей и систем электроснабжения, Южно-Уральский государственный университет, Челябинск, Россия; gorozhankinan@susu.ru.

Сюткин Андрей Валерьевич, аспирант кафедры электрических станций, сетей и систем электроснабжения, Южно-Уральский государственный университет, Челябинск, Россия; ведущий специалист отдела устойчивости и противоаварийной автоматики службы электрических режимов, Филиал АО «СО ЕЭС» Челябинское РДУ, Челябинск, Россия; asp2025sav28@susu.ru.

Самарин Владислав Олегович, аспирант кафедры электрических станций, сетей и систем электроснабжения, Южно-Уральский государственный университет, Челябинск, Россия; главный эксперт отдела устойчивости и противоаварийной автоматики службы электрических режимов, Филиал АО «СО ЕЭС» Челябинское РДУ, Челябинск, Россия; asp2024svo59@susu.ru.

Горшков Евгений Евгеньевич, начальник отдела устойчивости и противоаварийной автоматики службы электрических режимов, Филиал АО «СО ЕЭС» Челябинское РДУ, Челябинск, Россия; jo4n.gold@yandex.ru.

Вишняков Олег Анатольевич, аспирант кафедры электрических станций, сетей и систем электроснабжения, Южно-Уральский государственный университет, Челябинск, Россия; ведущий специалист отдела оптимизации режимов и общесистемных задач службы электрических режимов, Филиал АО «СО ЕЭС» Челябинское РДУ, Челябинск, Россия; asp2025voa63@susu.ru.

Нестеров Александр Сергеевич, канд. техн. наук, доц. кафедры электропривода, мехатроники и электромеханики, Южно-Уральский государственный университет, Челябинск; nesterovas@susu.ru.

Information about the authors

Alexey N. Gorozhankin, Dr. Sci. (Eng.), Head of the Department of Power Plants, Networks and Power Supply Systems, South Ural State University, Chelyabinsk, Russia; gorozhankinan@susu.ru.

Andrey V. Syutkin, Postgraduate Student of the Department of Power Plants, Networks and Power Supply Systems, South Ural State University, Chelyabinsk, Russia; Leading specialist of the Department of Stability and Emergency Automation, Service of Electric Modes, Branch of JSC “SO UPS” Chelyabinsk Regional Dispatch Office, Chelyabinsk, Russia; asp2025sav28@susu.ru.

Vladislav O. Samarin, Postgraduate Student of the Department of Power Plants, Networks and Power Supply Systems, South Ural State University, Chelyabinsk, Russia; Chief Expert of the Department of Stability and Emergency Automation, Service of Electric Modes, Branch of JSC “SO UPS” Chelyabinsk Regional Dispatch Office, Chelyabinsk, Russia; asp2025svo28@susu.ru.

Evgeny E. Gorshkov, Head of the Department of Stability and Emergency Automation of the Electrical Modes Service, Branch of JSC “SO UPS” Chelyabinsk Regional Dispatch Office, Chelyabinsk, Russia; jo4n.gold@ yandex.ru.

Oleg A. Vishnyakov, Postgraduate Student of the Department of Power Plants, Networks and Power Supply Systems, South Ural State University, Chelyabinsk, Russia; Leading specialist of the Department of Mode Optimization and System-Wide Tasks, Service of Electric Modes, Branch of JSC “SO UPS” Chelyabinsk Regional Dispatch Office, Chelyabinsk, Russia; asp2025voa63@susu.ru.

Aleksandr S. Nesterov, Cand. Sci. (Eng.), Ass. Prof. of the Department of Electric Drive, Mechatronics and Electromechanics, South Ural State University, Chelyabinsk, Russia; nesterovas@susu.ru.

Статья поступила в редакцию 03.04.2026; одобрена после рецензирования 30.04.2026; принята к публикации 30.04.2026.

The article was submitted 03.04.2026; approved after review 30.04.2026; accepted for publication 30.04.2026.