

Влияние динамической несинфазности синхронных генераторов на токи коротких замыканий в электроэнергетических системах

ГУСЕВ Ю.П.

НИУ «МЭИ», Москва, Россия

КАЮМОВ А.Г.

ОАХК «Барки Точик», Душанбе, Таджикистан

Рост уровней токов короткого замыкания (КЗ) в электроэнергетических системах (ЭЭС) делает актуальным совершенствование методов расчета токов КЗ. Проведено исследование причин возникновения и влияния динамической несинфазности синхронных генераторов (СГ) на токи КЗ. Для анализа влияния несинфазности СГ на токи КЗ разработана расчетная модель в программном комплексе EMTP-RV (Powersys, Франция) и выполнены варианты расчетов. Исследование выполнялось для СГ, работающего параллельно с ЭЭС. В качестве исходных данных были использованы параметры электрооборудования, установленного в ЭЭС России и стран СНГ. Рассмотрено влияние на несинфазность генераторов их механической инерции и электромагнитных параметров обмоток ротора и статора. Показано, что неучёт динамической несинфазности СГ приводит к значительному завышению токов КЗ, относительно рассчитанных по действующим стандартам. К моменту отключения КЗ начальная фаза составляющей тока КЗ от СГ может отличаться от начальной фазы составляющей тока КЗ от сетевого источника на 90 и более градусов, т.е. суммарный ток КЗ с учетом СГ становится меньше тока от сетевого источника. Рекомендовано учитывать динамическую несинфазность СГ при решении задач координации уровней токов КЗ и для совершенствования методов расчета токов КЗ в ЭЭС.

К л ю ч е в ы е с л о в а: метод расчета токов короткого замыкания, динамическая несинфазность синхронных генераторов, механическая инерция, координация уровней токов короткого замыкания, электроэнергетическая система

Рост потребления электроэнергии, вызванный поступательным развитием экономики, сопровождается ростом мощности электростанций и уровней токов короткого замыкания (КЗ). Поэтому возникают проблемы с обеспечением соответствия электрооборудования, установленного в электроэнергетической системе (ЭЭС), возрастающим значениям токов КЗ, особенно по отключающей способности высоковольтных выключателей. Большинство расчетов токов КЗ в сложнзамкнутых схемах ЭЭС России и стран СНГ выполняются в программных комплексах АРМ СРЗА [1] и ТКЗ 3000 [2] в соответствии с действующими стандартами ГОСТ Р 52735-2007 [3] и IEC 60909-0-2016 [4]. Одним из допущений при расчете токов КЗ [3,4] является синфазная работа всех СГ в процессе КЗ. В реальных условиях СГ работают относительно друг друга несинфазно, начальные фазы их ЭДС отличаются [5] и неучет несинфазности СГ является одной из причин завышения расчетных токов КЗ [6, 7, 8]. Проведено много научных исследований [5, 9–14], посвященных совершенствованию расчетов токов КЗ путем учета большего количества

влияющих факторов, однако влиянию несинфазности генераторов пока не было уделено достаточно внимания.

Несинфазность СГ можно разделить на статическую и динамическую. Статическая несинфазность определяется параметрами режима предшествующего КЗ. Она зависит от активной мощности, выдаваемой СГ в ЭЭС. Динамическая несинфазность обусловлена увеличением скорости вращения ротора СГ в процессе КЗ, вызванным разбалансировкой электромагнитного момента СГ и момента первичного двигателя – турбины.

Целью данной работы являлась оценка погрешностей расчета токов КЗ, обусловленных пренебрежением динамической несинфазностью СГ, в зависимости от следующих факторов: постоянной времени механической инерции ротора и турбины (вращающихся частей агрегата); сверхпереходной постоянной времени СГ по продольной оси; постоянной времени затухания апериодической составляющей тока статора при трехфазных КЗ. Статистическая зависимость влияния несинфазности токов генераторов на суммарный ток КЗ от тополо-

гических и режимных характеристик ЭЭС в работе не анализировалась.

Моделирование ЭЭС. Для достижения поставленной цели была разработана расчетная модель (рис.1) с использованием макромоделей и элементов программного комплекса (ПК) EMTP-RV и выполнены варианты расчетов для простейшей ЭЭС, имеющей генератор SM2, присоединенный к эквивалентному источнику ЭЭС ограниченной мощности через трансформатор. Предполагалось, что другие СГ исследуемой электростанции, за исключением выделенного СГ, отнесены к эквивалентному источнику. При моделировании СГ напряжение на его обмотке возбуждения поддерживалось неизменным, соответствующим предшествующему режиму (моделировались переходные процессы продолжительностью 2 с). Влияние форсировки возбуждения синхронных генераторов рассмотрено в [15]. Через 1 с идеальным ключом SW1 создавалось трехфазное КЗ на землю. Основным результатом расчета являлся вклад тока от СГ в суммарный ток КЗ. Вклад тока от СГ определялся в виде проекции вектора тока СГ на вектор тока от эквивалентного сетевого источника. Такой метод расчета позволяет отстроиться от влияния соотношения мощностей СГ и ЭЭС при анализе влияния исследуемых факторов на вклад тока отдельного СГ в суммарный ток КЗ. Параметры элементов расчетной модели приведены в табл. 1, буквенные обозначения, использованные в таблице, являются общепринятыми и соответствуют, в частности, используемым в [16].

Влияние моментов механической инерции СГ на вклад токов в суммарный ток КЗ. В начальный момент КЗ активная мощность СГ мгновенно снижается, а мощность турбины остается неизменной, что приводит к ускорению вращения ротора:

$$T_j = \frac{ds}{dt} = M_T - M_{ЭМ}, \quad (1)$$

где E_j – постоянная времени механической инерции агрегата (генератора и турбины), с; ds/dt – угловое ускорение, отн. ед./с; M_T – вращающий момент турбины, отн. ед.; $M_{ЭМ}$ – электромагнитный момент генератора, отн. ед.

Момент турбины действует в направлении вращения ротора и определяется характеристиками турбины и регулятора скорости и в общем случае зависит от скорости вращения. Электромагнитный момент генератора $M_{ЭМ}$ и момент турбины M_T определяются по формулам:

$$M_{ЭМ} = \frac{P_{ЭЛ}}{\omega}; \quad M_T = \frac{P_T}{\omega}, \quad (2)$$

где $P_{ЭЛ}$ – электрическая мощность генератора, отн. ед.; P_T – мощность турбины, отн. ед.; ω – угловая скорость агрегата, отн. ед.

На рис. 2 приведены статистические данные о постоянных времени механической инерции агрегатов электростанций с выдачей мощности на напряжение 110 кВ и выше для гидрогенераторов и турбогенераторов стран СНГ [11]. Постоянные времени механической инерции у гидроагрегатов больше, чем у турбоагрегатов. Это объясняется тем, что большинство гидроагрегатов являются тихоходными, а размеры и вес гидроагрегатов многократно превышают размеры и вес турбоагрегатов. Постоянные времени механической инерции гидроагрегатов определяются примерно на 90% гидрогенераторами и лишь на 10% гидротурбинами.

В модели EMTP-RV механическая инерция определяется постоянной инерции агрегата, значение которой в два раза меньше постоянной времени механической инерции. В модели СГ при варьировании момента инерции другие параметры расчетной схемы не изменялись (табл. 1).

В современных электроэнергетических системах массово внедряются микропроцессорные релейные защиты, обеспечивающие полное время отключе-

Таблица 1

Параметры электрооборудования, используемого в расчетной модели
Parameters of the electrical equipment used in the calculation model

Параметры СГ на основе СВ1260/182-60УХЛ4
$U_{НОМ} = 15,75$ кВ; $\cos\varphi = 0,9$; $f_{НОМ} = 50$ Гц; 30 пар полюсов; $S_{НОМ} = 186,1$ МВ·А; $I_{НОМ} = 1150$ А; $R_a = 0,0022$ отн. ед.; $X_0 = 0,12$ отн. ед.; $X_l = 0,15$ отн. ед.; $X_d = 1,06$ отн. ед.; $X_q = 0,71$ отн. ед.; $X'_d = 0,35$ отн. ед.; $X''_d = 0,23$ отн. ед.; $X'_q = 0,7$ отн. ед.; $X''_q = 0,255$ отн. ед.; $T'_{d0} = 8,4$ с; $T''_{d0} = 0,1$ с; $T''_{q0} = 0,22$ с
Параметры турбины на основе РО 75-В-600
$GD^2 = 68700$ тм ² ; $n = 100$ об/мин; $P_{НОМ} = 167,5$ МВт
Параметры силового трансформатора, на основе ДЦ-200000/230
$S_{НОМ} = 200$ МВ·А; $f_{НОМ} = 50$ Гц; $U_{1н} = 230$ кВ; $U_{2н} = 230$ кВ; $D_w = 0,5$; $R_T = 0,00293$ отн. ед.; $X_T = 0,1071$ отн. ед.; $Y_n/D-11$
Параметры эквивалентного источника ЭЭС
$U_{СНОМ} = 230$ кВ; $f_{НОМ} = 50$ Гц; $R_c = 0,953$ Ом; $X_c = 10,593$ Ом

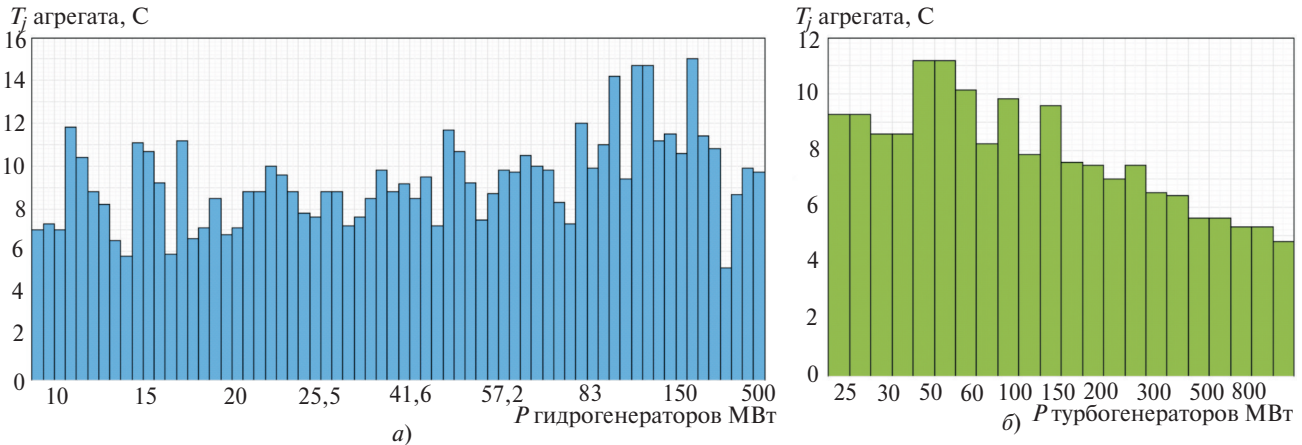


Рис. 2. Разброс постоянных времени механической инерции агрегатов в зависимости от мощности СГ: а) гидрогенераторов; б) турбогенераторов

Fig. 2. The spread of the time constants of the mechanical inertia of the units depending on the power of the SG: а) hydrogenerators; б) turbogenerators

тухают вследствие затухания свободных составляющих токов в обмотках ротора, скорость которого характеризуется сверхпереходной постоянной времени СГ. Очевидно, что затухание токов в обмот-

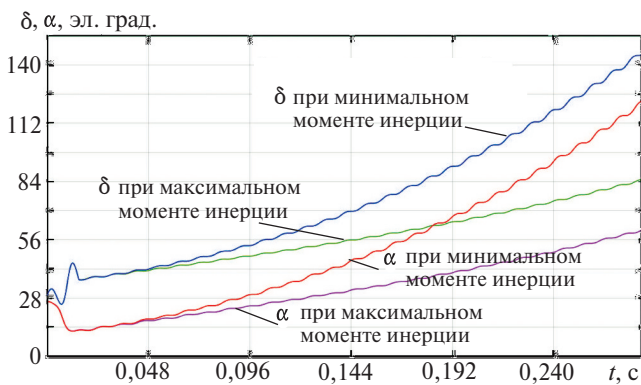


Рис. 3. Углы между векторами напряжений и токов ЭЭС и СГ в процессе КЗ для разных моментов инерции агрегатов: д – угол между векторами напряжений; б – угол между векторами токов

Fig. 3. Angles between the voltage and current vectors of the EES and SG in the short-circuit process for different moments of inertia of the aggregates: д – the angle between the voltage vectors; б – the angle between the current vectors

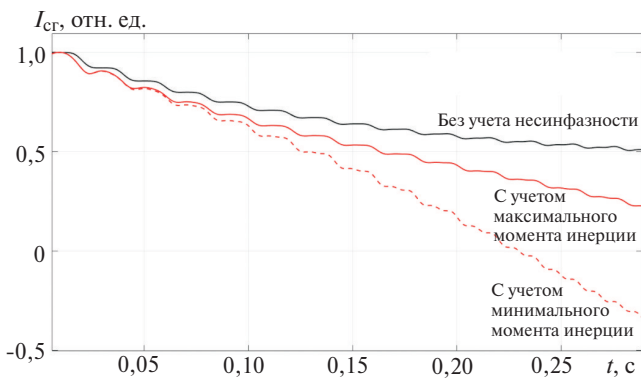


Рис. 4. Вклад тока от СГ в суммарный ток КЗ для разных моментов инерции агрегата

Fig. 4. Contribution of the current from the SG to the total short-circuit current for different moments of inertia of the unit

ках ротора будет оказывать некоторое влияние на электромагнитный момент СГ и на изменение угла его мощности. На рис. 5 показано изменение вклада тока СГ в суммарный ток КЗ для трех значений сверхпереходных постоянных времени по продольной оси ротора, соответствующих нижней границе зоны разброса параметров СГ стран СНГ (0,03 с), среднему значению зоны разброса (0,566 с) и верхней границе зоны разброса (1,1025 с).

Вклад тока от СГ в суммарный ток КЗ определялся как проекция среднеквадратичного значения тока от СГ на модуль вектора составляющей тока ЭЭС в токе КЗ. Постоянная инерции СГ при этом была определена по среднему значению выборки из рис. 2 (8 с). Из полученных в результате расчета значений вклада тока СГ в ток КЗ следует, что разброс этих значений может достигать 15% начального значения тока СГ. Следовательно, сверхпереходная постоянная времени СГ по продольной оси оказывает существенное влияние на динамическую несинфазность СГ и ЭЭС. Это влияние обусловле-

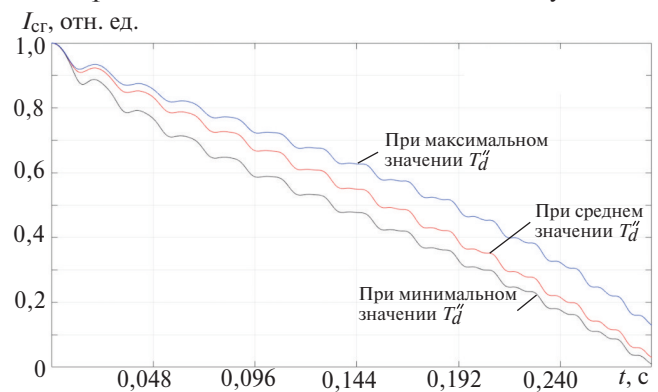


Рис. 5. Вклад тока от СГ в суммарный ток КЗ при разных значениях сверхпереходной постоянной времени по продольной оси СГ T_d''

Fig. 5. The contribution of the current from the SG to the total short-circuit current for different values of the super-transient time constant along the longitudinal axis of the SG (T_d'')

но зависимость электромагнитного момента СГ и угла мощности от токов в контурах ротора СГ. Чем быстрее изменяются токи в роторе, тем быстрее уменьшается электромагнитный момент, тем быстрее увеличивается угол мощности и снижается вклад тока СГ в суммарный ток КЗ.

Влияние параметров обмоток статора СГ на вклад в ток КЗ. Затухание аperiodических составляющих токов КЗ определяется соотношением индуктивных и активных сопротивлений в цепи статора. На рис. 6 показано влияние постоянного времени затухания аperiodической составляющей тока статора на вклад тока СГ в ток КЗ. Вклад тока СГ определялся для трех значений постоянной времени затухания аperiodической составляющей, полученных на основе анализа выборки СГ, установленных на электростанциях СНГ, соответствующих активным сопротивлениям обмотки статора 0,0015, 0,01 и 0,02 отн. ед.

Момент инерции и сверхпереходная постоянная времени принимались равными среднестатистическим значениям выборки. При большой скорости уменьшения аperiodической составляющей тока в цепи статора, т.е. при минимальном значении постоянной времени, соответствующее этой составляющей неподвижное относительно статора магнитное поле быстро спадает, что приводит к более быстрому увеличению угла мощности и снижению вклада тока СГ в ток КЗ. На следующей стадии КЗ торможение ротора СГ обеспечивается в основном за счет электромагнитных моментов, связанных с токами в роторных контурах. Влияние аperiodической составляющей на динамическую несинфазность в наибольшей степени проявляется на начальной стадии КЗ. В количественном выражении влияние аperiodической составляющей может составить 21% начального значения тока СГ.

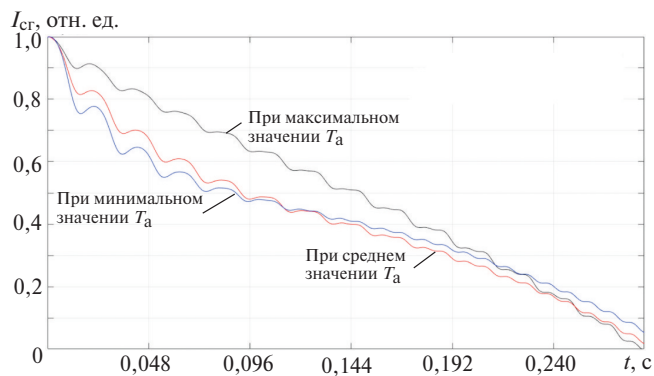


Рис. 6. Вклад тока от СГ в суммарный ток КЗ для разных значений постоянной времени затухания аperiodической составляющей цепи статора СГ — T_a

Fig. 6. The contribution of the current from the SG to the total short-circuit current for different values of the damping time constant of the aperiodic component of the SG stator circuit — T_a

Выводы. 1. Разработана расчетная модель ЭЭС в программном комплексе *EMTP-RV*, позволяющая исследовать влияние динамической несинфазности СГ, связанной с изменением угла мощности СГ в процессе КЗ, на вклад тока этого СГ в суммарный ток КЗ.

2. Показано, что в реальных условиях из-за увеличения скорости вращения ротора и увеличения угла мощности СГ вклад СГ в суммарный ток КЗ существенно (на десятки процентов) оказывается меньше расчетных значений, получаемых по принятым стандартным методам расчета токов КЗ. При продолжительности КЗ 0,23 с и более начальная фаза тока СГ может опережать начальную фазу составляющей тока от ЭЭС на угол более 90 эл. град., что приведет к уменьшению суммарного тока КЗ.

3. Исследовано влияние на снижение вклада тока СГ в суммарный ток КЗ постоянных времени обмоток ротора и статора. Установлено, что разброс вклада тока СГ в суммарный ток КЗ может достигать 15–21% начального значения тока СГ.

4. В тех случаях, когда отключающая способность выключателей или термическая стойкость электрооборудования не соответствуют расчетным значениям тока КЗ, полученным на основе действующих стандартных методов расчета, решение по их выбору или замене целесообразно принимать с учетом динамической несинфазности СГ в ЭЭС, которая может уменьшить расчетные значения токов КЗ более чем на 10%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. АРМ СРЗА — Полная документация: Официальный сайт разработчиков АРМ СРЗА [Электрон. ресурс] <http://www.pk-briz.ru/node/145> (дата обращения 10.02.2021).
2. Шмойлов А.В. Расчет электрических величин при повреждениях в электрических системах и уставок токовой защиты с помощью пакета программ ТКЗ-3000: Учебно-методическое пос. Томск: Изд.ТПУ, 2010, 85 с.
3. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. М.: Стандартинформ, 2008, 36с.
4. IEC 60909-0-2016. Short-circuit currents in three phases A.C. systems Part 0: Calculation of currents, Ed.2.0 2001-16, 149 p.
5. Stojanovic D.P., Nahman J.M., Veselinovic M.O. Generator Dynamic Influence on Currents Distribution in Fault Condition, Paper published in: MELECON 99th International Conference on Power System Transients. Proceedings, June 20–24, Budapest, Hungary, 1999.
6. Ruan Qiantu. Present situation of short circuit current control in Shanghai power grid and countermeasures. — Power System Technology, 2005, vol.29(2), pp.78–83.
7. Крючков И.П., Старшинов В.А., Гусев Ю.П., Пиратов М.В. Переходные процессы в электроэнергетических системах: Учебник для вузов / Под ред. И.П. Крюčkова. М.: Издательский дом МЭИ, 2008, 416 с.
8. Суворов А.А., Гусев А.С., Андреев М.В., Аскарлов А.Б. Все-режимная верификация расчётов при анализе динамической

устойчивости электроэнергетических систем. — Электричество, 2020, № 11, с. 28–37.

9. Papadopoulos T.A., Kalaoudas Ch.G., Papadopoulos P.N., Marinopoulos A.G., Papagiannis G.K. Static and Dynamic Calculation of Short-Circuit Currents in Synchronous Generators. Paper published in: International Conference on Power Systems Transients (IPST2011) in Delft, the Netherlands June 14–17, 2011.

10. Stojanovic D.P., Nahman J.M., Veselinovic M.O. Calculation and analysis of generator dynamics influence on short circuit current, Paper published in: MELECON '98. 9th Mediterranean Electrotechnical Conference. Proceedings (Cat. No.98CH36056) Tel-Aviv, Israel, 18–20 May, 1998.

11. Гусев Ю.П., Каюмов А.Г., Говорин В.В. Учет несинфазности генераторов при расчетах токов в начальный момент короткого замыкания. — Вестник МЭИ, 2019, № 4, с. 11–17.

12. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1990, 390 с.

13. Uqaili M.A., Sahito A.A., Halepoto I.A., Memon Z.A., Dars S.B. Impact of distributed generation on network short circuit level. 2014 4th International Conference on Wireless Communications, Vehicular Technology, Information Theory and Aerospace & Electronics Systems (VITAE), 2014. doi:10.1109/vitae.2014.6934455.

14. Tu X., Dessaint L.-A., Fallati N., De Kelper B. Modeling and Real-Time Simulation of Internal Faults in Synchronous Generators with Parallel-Connected Windings. — IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2007, vol. 54(3), pp. 1400–1409. doi:10.1109/tie.2007.892004.

15. Гусев Ю.П., Каюмов А.Г., Говорин В.В. Влияние систем возбуждения синхронных генераторов на несинфазность токов короткого замыкания в электроэнергетической системе. — Релейная защита и автоматизация, 2019, № 3, с.30–33.

16. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110–750 кВ. М.: Энергия, 1979, 152 с.

[22.12.2020]



А в т о р ы : Гусев Юрий Павлович — кандидат техн. наук, заведующий кафедрой «Электрические станции» Национального исследовательского университета «МЭИ».



Каюмов Алишер Гафурджанович — инженер отдела релейной защиты и автоматики сетевой компании ОАХК «Барки То-чик»

Elektrichestvo, 2021, No. 3, pp. 26–32

DOI:10.24160/0013-5380-2021-3-26-32

The Effect of Dynamic Out-of-Phase Operation of Synchronous Generators on the Short-Circuit Currents in Electric Power Systems

GUSEV Yury P. (National Research University «Moscow Power Engineering Institute», Moscow, Russia) — Head of the Power Plants Dept., Cand. Sci. (Eng.)

KAYUMOV Alisher G. (OJSC «Barki Tojik» network company, Dushanbe, Tajikistan) — Engineer of the Relay Protection and Automation Dept.

The growing levels of short-circuit currents (SCC) in electric power systems (EPS) generate the need of improving the SCC calculation methods. Factors causing the occurrence of dynamic out-of-phase operation of synchronous generators (SGs) and its effect on the SCC are studied. To analyze the effect the out-of-phase operation of SGs has on the SCC, an analysis model was developed in the EMTP-RV software package (Powersys, France), and variant calculations were carried out. The study was carried out for an SG operating in parallel with the EPS. The parameters of electrical equipment installed in the EPS of Russia and CIS countries were used as initial data. The effects the mechanical inertia and electromagnetic parameters of the rotor and stator windings have on the occurrence of out-of-phase operation of generators was considered. It is shown that the analysis of SCC carried out without taking into account the dynamic out-of-phase operation of SGs yields SCC values significantly overestimated in comparison with those calculated according to the standards that are currently in force. By the short-circuit clearing time, the initial phase of the SCC component from the SG may differ from the initial phase of the SCC component from the network source by 90 degrees or more; i.e., the total SCC obtained taking into account the SG current phase becomes less than the current from the network source. It is recommended to take into account the dynamic out-of-phase operation of SGs in solving matters concerned with coordinating the SCC levels and to improve methods for calculating SCC in the EPS.

К e y w o r d s: short-circuit current calculation method, dynamic out-of-phase operation of synchronous generators; mechanical inertia, coordination of short-circuit current levels; electric power system

REFERENCES

1. ARM SRZA [Electron Resource] <http://www.pk-briz.ru/node/145> (Date of appeal 10.02.2021).
2. Shmoylov A.V. *Raschet elektricheskikh velichin pri povrezhdeniyah v elektricheskikh sistemah i ustavok tokovoy zashchity s*

pomoshch'yu paketa programm TKZ-3000: uchebno-metod. pos. (Calculation of electrical values in case of damage in electrical systems and current protection setpoints using the TKZ-3000 software package: a tutorial). Tomsk: Izd. TPU, 2010, 85 p.

3. GOST R 52735-2007. *Kороткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного*

тока напряжением свыше 1 кВ (Short-circuits in electrical installations. Calculation methods in alternating current electrical installations with voltage above 1 kV). M.: Standartinform, 2008, 36 с.

4. IEC 60909-0-2016. Short-circuit currents in three phases A.C. systems Part 0: Calculation of currents, Ed.2.0 2001-16, 149 p.

5. Stojanovic D.P., Nahman J.M., Veselinovic M.O. Generator Dinamic Influence on Currents Distributionst in Fault Condition, Paper published in: MELECON 99th International Conference on Power System Transients. Proceedings, June 20–24, Budapesht, Hungary, 1999.

6. Ruan Qiantu. Present situation of short circuit current control in Shanghai power grid and countermeasures. – Power System Technology, 2005, vol.29(2), pp.78–83.

7. Kryuchkov I.P., Starshinov V.A., Gusev Yu.P., Piratov M.V. *Perekhodnye processy v elektroenergeticheskikh sistemah: uchebnik dlya vuzov / Pod red. I.P. Kryuchkova* (Transients in electric power systems: textbook for universities). M.: Izdatel'skiy dom MEI, 2008, 416 p.

8. Suvorov A.A., Gusev A.S., Andreev M.V., Askarov A.B. *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2020, No. 11, pp. 28–37.

9. Papadopoulos T.A., Kalaoudas Ch.G., Papadopoulos P.N., Marinopoulos A.G., Papagiannis G.K. Static and Dinamic Calculation of Short–Circuit Currents in Synchronous Generators. Paper published in: International Conference on Power Systems. Transients (IPST2011) in Delft, the Netherlands June 14–17, 2011.

10. Stojanovic D.P., Nahman J.M., Veselinovic M.O. Calculation and analysis of generator dynamics influence on short circuit current, Paper published in: MELECON '98. 9th

Mediterranean Electrotechnical Conference. Proceedings (Cat. No.98CH36056) Tel–Aviv, Israel, 18–20 May, 1998.

11. Gusev Yu.P., Kayumov A.G., Govorin V.V. *Vestnik MEI – in Russ.(Bulletin of MPEI)*, 2019, No. 4, pp. 11–17.

12. Gurevich Yu.E., Libova L.E., Okin A.A. *Raschety' ustojchivosti i protivovarijnoj avtomatiki v e'nergosistemax* (Calculations of Stability and Emergency Automation in Power Systems). M.: Energoatomizdat, 1990, 390 p.

13. Uqaili M.A., Sahito A.A., Halepoto I.A., Memon Z.A., Dars S.B. Impact of distributed generation on network short circuit level. 2014 4th International Conference on Wireless Communications, Vehicular Technology, Information Theory and Aerospace & Electronics Systems (VITAE), 2014. doi:10.1109/vitae.2014.6934455.

14. Tu X., Dessaint L.-A., Fallati N., De Kelper B. Modeling and Real-Time Simulation of Internal Faults in Synchronous Generators with Parallel-Connected Windings. – IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2007, vol. 54(3), pp. 1400–1409. doi:10.1109/tie.2007.892004.

15. Gusev Yu.P., Kayumov A.G., Govorin V.V. *Relejnaya zashhita i avtomatizaciya – in Russ. (Relay Protection and Automation)*, 2019, No. 3, pp. 30–33.

16. *Rukovodyashchie ukazaniya po relejnoj zashchite. Vypusk 11. Raschety tokov korotkogo замыкания для релеjnoj zashchity i sistemnoj avtomatiki v setyah 110–750 kV* (Guidelines for relay protection. Issue 11. Calculations of short-circuit currents for relay protection and system automation in 110-750 kV networks). M.: Energiya, 1979, 152 p.

[22.12.2020]