

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра електротехніки та електроенергетики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра

на тему

АНАЛІЗ ВПЛИВУ СТАБІЛЬНОСТІ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМИ ІЗ
ВИСОКОЮ ЧАСТКОЮ СОНЯЧНИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК
НА ЕНЕРГЕТИЧНУ БЕЗПЕКУ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2 маг. курсу, групи ДЕА-Е23мг-
2

спеціальності : 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____ / Євгеній МІШИН

(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____ / Вячеслав МЕЛЬНИКОВ

(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент _____ / Олег ПОДОЛЯК

(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____ / Артем ЧЕРНЮК

(підпис) (ім'я та прізвище)

Нормоконтроль _____ / Юлія ОЛІЙНИК

(підпис) (ім'я та прізвище)

Секретар ЕК _____ / Ігор КИРИСОВ

(підпис) (ім'я та

прізвище)

Харків – 2024 рік

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ В. Н. КАРАЗІНА**

Навчально – науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра електротехніки та електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітньо-професійна програма Енергетична безпека

**ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри**

(підпис)

к.т.н., доцент Артем ЧЕРНЮК
(науковий ступінь, вчене звання, ім'я, прізвище)

«__» _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

**на кваліфікаційну роботу дипломну роботу
другого (магістерського) рівня вищої освіти
здобувачу вищої освіти Євгеній МІШИН**

1. Тема «АНАЛІЗ ВПЛИВУ СТАБІЛЬНОСТІ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМИ ІЗ ВИСОКОЮ ЧАСТКОЮ СОНЯЧНИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК НА ЕНЕРГЕТИЧНУ БЕЗПЕКУ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ»

затверджена наказом по академії № 4801-5/3345 від «12» 10 2024 р.

2. Термін здачі закінченої роботи «10» 12 2024 р.

3. Вихідні дані до роботи/проекту: Рівень напруги, умови експлуатації, характеристика струмоведучих частин, типи кабельних ліній, метод апарат дослідження, завдання, параметри обладнання

4. Зміст роботи/проекту (перелік питань, які належить розробити):
Вступ. Перелік умовних позначень. Методологія ідентифікації стану енергетичної безпеки. Форма інтегрального індексу. Обґрунтування методу нормування. Метод визначення динамічних вагових коефіцієнтів. дослідження перехідної стабільності енергосистем із високою часткою сонячних фотоелектричних установок. Висновки. Список посилань.

5. Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал): Слайди презентації

6. Консультант:

Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	

7. Дата видачі завдання «_12_» _____ 10 _____ 2024__р.

Керівник

(підпис)Вячеслав МЕЛЬНИКОВ

(ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання

Євгеній МІШИН
(підпис) (ім'я, прізвище)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК виконання кваліфікаційної дипломної роботи

№ з/ п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Визначення актуальності теми дослідження	02.10.24 – 05.10.24	
2	Проведення аналізу наукової літератури	06.10.24 – 15.10.24	
3	Виконання першого розділу дипломної роботи	16.10.24 – 29.10.24	
4	Виконання другого та третього розділу дипломної роботи	30.10.24 – 26.11.24	
5	Оформлення пояснювальної записки	27.11.24 – 07.12.24	

Студент (ка)

(підпис)Євгеній МІШИН

(ім'я, прізвище)

Нормоконтроль

(підпис)Юлія ОЛІЙНИК

РЕФЕРАТ
до магістерської роботи на тему
«АНАЛІЗ ВПЛИВУ СТАБІЛЬНОСТІ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМИ
ІЗ ВИСОКОЮ ЧАСТКОЮ СОНЯЧНИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ
УСТАНОВОК НА ЕНЕРГЕТИЧНУ БЕЗПЕКУ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ»

Євгеній МІШИН

Магістерська робота виконана на 68 стор., містить 12 таблиці, 14 рисунків, що характеризують результати дослідження, використано 53 літературних посилань.

Об'єкт дослідження – параметри роботи електромобіля.

Предмет дослідження – електромобіль.

Мета роботи – АНАЛІЗ ВПЛИВУ СТАБІЛЬНОСТІ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМИ ІЗ ВИСОКОЮ ЧАСТКОЮ СОНЯЧНИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК НА ЕНЕРГЕТИЧНУ БЕЗПЕКУ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.

Ступінь впровадження: проектні інститути.

Економічна ефективність значимість роботи: дана робота має високу значимість теоретичного й практичного рівня.

У цьому дослідженні представлено метод визначення стандартного набору параметрів для представлення великомасштабних і агрегованих сонячних фотоелектричних установок у дослідженнях стабільності з точки зору оператора системи передачі (TSO).

Метод враховує насамперед умови, передбачені у вимогах до приєднання до мережі; в ілюстративних цілях використовуються вимоги підключення Нідерландів. Крім того, для оцінки впливу сонячних фотоелектричних установок на стабільність перехідних процесів запропоновано співвідношення, визначене як коефіцієнт струму короткого замикання (SCC). Щоб проілюструвати роботу запропонованого співвідношення, використано мережу передачі TenneT TSO BV у Нідерландах. Аналіз показав, що високі значення коефіцієнта SCC PV є індикатором того, що сонячні фотоелектричні установки впливають на перехідну стабільність, тоді як низькі значення SCC PV коефіцієнта показали, що сонячні фотоелектричні установки мають мінімальний вплив на перехідну стабільність. Крім того, надаються методи покращення стабільності перехідних процесів, які включають обмеження робочих областей критичних генераторів, збільшення коефіцієнта короткого замикання шляхом додавання синхронного конденсатора або статичного компенсатора (STATCOM) і зменшення реактивного опору між критичним синхронним генератором і несправною шиною.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ЕНЕРГЕТИЧНА БЕЗПЕКА, МОДЕЛЮВАННЯ, СОНЯЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ, ПАРАМЕТРИ РОБОТИ, РЕЖИМИ РОБОТИ, ЕФЕКТИВНІСТЬ РОБОТИ, ПЕРЕТВОРЮВАЛЬНА ТЕХНІКА, ВИПРЯМЛЯЧІ, СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, СТАБІЛЬНОСТЬ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

ABSTRACT
to the master's thesis on the topic

**"ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF THE STABILITY OF THE
 OPERATION OF A POWER SYSTEM WITH A HIGH SHARE OF SOLAR
 PHOTOELECTRIC INSTALLATIONS ON THE ENERGY SECURITY OF
 ELECTRICITY DISTRIBUTION SYSTEMS"**

Evgeny MISHYN

The master's thesis is completed on 68 pages, contains 12 tables, 14 figures characterizing the results of the study, 53 literary references are used.

The object of the study is the parameters of the operation of an electric vehicle.
 The subject of the study is an electric vehicle.

The purpose of the work is to ANALYZE THE IMPACT OF THE STABILITY OF THE POWER SYSTEM WITH A HIGH SHARE OF SOLAR PHOTOELECTRIC INSTALLATIONS ON THE ENERGY SECURITY OF ELECTRICITY DISTRIBUTION SYSTEMS.

Implementation level: design institutes.

Economic efficiency significance of the work: this work has a high significance of the theoretical and practical level.

This study presents a method for determining a standard set of parameters for representing large-scale and aggregated solar photovoltaic installations in stability studies from the point of view of the transmission system operator (TSO).

The method primarily takes into account the conditions stipulated in the grid connection requirements; for illustrative purposes, the connection requirements of the Netherlands are used. In addition, a ratio defined as the short-circuit current coefficient (SCC) is proposed to assess the impact of solar photovoltaic installations on the stability of transients. To illustrate the operation of the proposed relationship, the transmission network of TenneT TSO BV in the Netherlands is used. The analysis shows that high values of SCC PV are an indicator that solar PV installations affect transient stability, while low values of SCC PV indicate that solar PV installations have minimal impact on transient stability. In addition, methods for improving transient stability are provided, which include limiting the operating areas of critical generators, increasing the short-circuit factor by adding a synchronous capacitor or static compensator (STATCOM), and reducing the reactance between the critical synchronous generator and the faulty bus.

KEYWORDS: ENERGY SECURITY, MODELING, SOLAR POWER PLANTS, OPERATING PARAMETERS, OPERATING MODES, OPERATING EFFICIENCY, CONVERTING TECHNOLOGY, RECTIFIER, ELECTRICITY DISTRIBUTION SYSTEMS, POWER SYSTEM OPERATIONAL STABILITY

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	7
ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1 МЕТОДОЛОГІЯ ІДЕНТИФІКАЦІЇ СТАНУ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ	10
1.1. Форма інтегрального індексу	10
1.2. Обґрунтування методу нормування	11
1.3. Метод визначення динамічних вагових коефіцієнтів	13
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1	16
РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ПЕРЕХІДНОЇ СТАБІЛЬНОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМ ІЗ ВИСОКОЮ ЧАСТКОЮ СОНЯЧНИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК	17
2.1. Вступ	17
2.2. Методика	20
2.2.1. Загальне моделювання сонячних фотоелектричних установок	20
2.2.2. Великомасштабна фотоелектрична модель	23
2.2.3. Модель DER_A	24
2.2.4. Вимоги до підключення до мережі	29
2.2.5. Загальні параметри моделі	33
2.3. Результати моделювання	33
2.3.1. Використані інструменти	33
2.3.2. Приклад використання мережі TenneT	34
2.3.3. Метод оцінювання та визначення	37
2.3.4. Аналіз перехідної стабільності	49
2.3.5. Поліпшення перехідної стабільності	54
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2	55
ВИСНОВКИ Й РЕКОМЕНДАЦІЇ	57
СПИСОК ПОСИЛАНЬ	

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

BFM – модель розгалуженого потоку
BGCT – двомодові комутовані тиристири
BIGT – тиристири із ізольованим затвором
BIM – модель інжекції шини
CSC – перетворювач джерела струму
DPT – щоденні мережеві тарифи
DSO – оператор систем передачі електроенергії
DT – динамічні тарифи
HVDC – постійний струм високої напруги
IBG – інверторними генераціями
LCC – лінійно-комутовані перетворювачі
OPF – оптимальні потоки електроенергії
PV – сонячні фотоелектричні установки
SCC – коефіцієнт струму короткого замикання
SG – синхронних генераторів
SOCР-OPF – опуклий конус другого порядку
STATCOM – статичні компенсатори
TSO – оператор системи передачі
VSC – перетворювач напруга-джерело
ЕМ – електричні мережі
ММК – модульний багаторівневий перетворювач
ММС – модульні багаторівневі перетворювачі
ПГ – Викид парникових газів
ПС – підстанція

ВСТУП

За останнє десятиліття спостерігалось величезне зростання поновлюваних джерел енергії, таких як сонячні фотоелектричні (PV) установки через екологічні проблеми. Завдяки цьому швидкому зростанню сонячні фотоелектричні установки починають мати більший вплив на стабільність енергосистеми, тому їх динамічну поведінку не можна ігнорувати в дослідженнях стабільності. Відсутність усталених моделей і наборів параметрів є основною причиною того, що сонячні фотоелектричні установки не моделюються з динамічними характеристиками.

У цьому дослідженні представлено метод визначення стандартного набору параметрів для представлення великомасштабних і агрегованих сонячних фотоелектричних установок у дослідженнях стабільності з точки зору оператора системи передачі (TSO).

Метод враховує насамперед умови, передбачені у вимогах до приєднання до мережі; в ілюстративних цілях використовуються вимоги підключення Нідерландів. Крім того, для оцінки впливу сонячних фотоелектричних установок на стабільність перехідних процесів запропоновано співвідношення, визначене як коефіцієнт струму короткого замикання (SCC). Щоб проілюструвати роботу запропонованого співвідношення, використано мережу передачі TenneT TSO BV у Нідерландах. Аналіз показав, що високі значення коефіцієнта SCC PV є індикатором того, що сонячні фотоелектричні установки впливають на перехідну стабільність, тоді як низькі значення SCC PV коефіцієнта показали, що сонячні фотоелектричні установки мають мінімальний вплив на перехідну стабільність. Крім того, надаються методи покращення стабільності перехідних процесів, які включають обмеження робочих областей критичних генераторів, збільшення коефіцієнта короткого замикання шляхом додавання синхронного конденсатора або статичного компенсатора (STATCOM) і зменшення реактивного опору між критичним синхронним генератором і несправною шиною.

У зв'язку з цим метою цієї магістерської роботи є АНАЛІЗ ВПЛИВУ СТАБІЛЬНОСТІ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМИ ІЗ ВИСОКОЮ ЧАСТКОЮ СОНЯЧНИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК НА ЕНЕРГЕТИЧНУ БЕЗПЕКУ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.

Об'єкт дослідження – стабільність роботи енергосистеми.

Предмет дослідження – енергосистема.

РОЗДІЛ 1. МЕТОДОЛОГІЯ ІДЕНТИФІКАЦІЇ СТАНУ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ

1.1. Форма інтегрального індексу

Сталий розвиток об'єкта управління (за визначеними ознаками енергетичної безпеки) та кожна його складова частина характеризуються сукупністю чисельних властивостей, що записується у вигляді вектора [12]:

$$\bar{Z}_t = \{z_{1,t}, z_{2,t}, \dots, z_{n,t}\}, \quad (1.1)$$

складники якого мають бути безрозмірними величинами, тоді як вихідні показники якості – індикатори – можуть мати різні розмірності. Тому в загальному випадку під показником, $z_{i,t}$ ($i=1, \dots, n$) слід розуміти нормовану безрозмірну величину, отриману одним із методів нормування. Звичайною є ситуація, коли для підвищення рівня розвитку одні індикатори потрібно збільшувати, а інші – зменшувати. Односпрямованість індикаторів досягається їх специфічним вибором та нормуванням.

Для порівняльної оцінки рівня безпеки або розвитку в різних часових періодах необхідно сформулювати деяку скалярну функцію I від окремих складників (індикаторів) і $z_{i,t}$, т. зв. інтегральний показник (індекс) рівня розвитку:

$$I_t = F(z_{1,t}, z_{2,t}, \dots, z_{n,t}). \quad (1.2)$$

Задача утворення скалярної функції (1.2) аналогічна до формування узагальненого критерію для задачі багатокритеріальної оптимізації та є досить складною. Найбільш поширеними є дві форми інтегрального індексу: адитивна та мультиплікативна. Переважна більшість дослідників використовує т. зв. «адитивну функцію корисності» (лінійна згортка) шляхом утворення суми

окремих критеріїв, помножених на свої вагові коефіцієнти, – «метод зважених сум»:

$$I_t = \sum_{i=1}^n a_i z_{i,t}, \quad a_i \geq 0 \quad i \quad \sum_{i=1}^n a_i = 1. \quad (1.3)$$

Адитивна форма інтегрального показника (індексу) є найбільш поширеною, однак її суттєвий недолік полягає в можливості компенсувати рівень інтегрального показника за одними індикаторами за рахунок інших. Крім того, така форма інтегрального показника (індексу) допускає ситуацію його значущості при нульовому значенні одного або декількох індикаторів (завдяки застосуванню методу нормування за «розмахом варіації»), унеможливаючи тим самим дослідження впливу таких індикаторів на рівень сталого розвитку. Отже, комбінація застосування адитивної форми інтегрального індексу разом із нормуванням за методом «розмах варіації» викривлює динаміку індикаторів та порогових значень, а також призводить до викривлення результатів інтегрального оцінювання. З урахуванням нелінійності процесів, що відбуваються в об'єкті дослідження, найбільш адекватним вважається використання мультиплікативної форми інтегрального індексу, пов'язаної з адитивною через логарифмічну функцію

$$I_t = \prod_{i=1}^n z_{i,t}^{a_i}; \quad \sum a_i = 1; \quad a_i \geq 0. \quad (1.4)$$

Використання адитивної (лінійної) згортки не є помилкою, це швидше питання вподобання, однак, на нашу думку, мультиплікативная (нелінійна) форма інтегрального індексу є більш прийнятною.

1.2. Обґрунтування методу нормування

Процедура нормування індикаторів та їх порогових значень є необхідним етапом розрахунку інтегрального індексу, оскільки різні індикатори мають

різну розмірність. Більше того, вони можуть бути різноспрямованими: є індикатори, збільшення яких бажане (стимулятори, S), і такі, зменшення яких бажане (дестимулятори, D). Процедура нормування виконує дві основні функції:

1) переводить індикатори різних розмірностей у безрозмірні величини до діапазону $[0, 1]$;

2) уможлиблює зіставлення різноспрямованих індикаторів. Після нормування динаміка нормованих індикаторів має точно відображати динаміку вихідних індикаторів.

Методами, що застосовуються найбільше, є нормування «за еталонними значеннями» (1.5):

$$S : z_i = \frac{x_i}{k_{\text{норм}}}, \quad k_{\text{норм}} \geq x_{\text{max}}; \quad D : z_i = \frac{k_{\text{норм}}}{x_i}, \quad k_{\text{норм}} \leq x_{\text{min}}, \quad (1.5)$$

та «за розмахом варіації» з деякими модифікаціями (1.6):

$$S : z_i = \frac{x_i - x_{\text{min}}}{x_{\text{max}} - x_{\text{min}}}; \quad D : z_i = \frac{x_{\text{max}} - x_i}{x_{\text{max}} - x_{\text{min}}}. \quad (1.6)$$

де x_i – поточне значення індикатора; $k_{\text{норм}}$ – нормуючий коефіцієнт; x_{min} – мінімальне значення індикатора; x_{max} – максимальне значення індикатора.

Докладний аналіз переваг та недоліків підходів нормування за різними методами наведено у працях [11; 13]. Основним недоліком першого методу є те, що нормування індикаторів-стимуляторів здійснюється за лінійною функцією x_i / k , а нормування індикаторів-дестимуляторів – за нелінійною функцією: k / x_i – рівняння гіперболи. Тобто за нормування здійснюється спотворення динаміки нормованого індикатора через його деяке «придушення». Недолік другого методу нормування полягає в тому, що нормовані оцінки індикатора визначають не саму зміну індикатора, а зміну динаміки його

діапазону $x_{\max} - x_{\min}$. Якщо мінімальні значення індикаторів наближаються або дорівнюють нулю («0»), то їх нормована динаміка практично добре відтворює в деякому масштабі динаміку вихідного індикатора. Але за значного відхилення мінімального значення індикатора від нуля («0») динаміка нормованого індикатора дедалі більше відхиляється від відображення динаміки вихідного індикатора, показуючи не динаміку вихідного індикатора, а динаміку зміни його діапазону. Для виключення зазначених основних недоліків пропонується застосовувати «комбінований метод нормування», заснований на модифікації методу нормування за «розмахом варіації», що передбачає прирівнювання до нуля $\min x = 0$ у формулі нормування. У такому випадку нормування для стимуляторів повністю збігається з першим методом (за еталонними значеннями), а для дестимуляторів – виключає недоліки першого та другого методів нормування (за «розмахом варіації») [12, с. 72–80]

$$S: z_i = \frac{x_i}{k_{\text{норм}}}, \quad D: z_i = \frac{k_{\text{норм}} - x_i}{k_{\text{норм}}}, \quad k_{\text{норм}} \geq x_{\max}. \quad (1.7)$$

Нормуючий коефіцієнт для індикаторів-стимуляторів обирається рівним максимальному значенню з діапазону індикаторів та їх порогових значень; для індикаторів-дестимуляторів він має бути більшим за максимальне значення з того самого діапазону на 5–10 %.

1.3. Метод визначення динамічних вагових коефіцієнтів

Постійність значень вагових коефіцієнтів притаманна всім існуючим методичним підходам до визначення інтегральних оцінок, що, однак, зовсім не відповідає реальності. Суттєві зміни в політичній та зовнішньоекономічній ситуації приводять через деякий час до радикальних змін взаємозв'язків у системі (зміни вагомості тих чи тих елементів, процесів, функцій), а це, у свою чергу, спричиняє зміни вагових коефіцієнтів. Цей факт зумовлений

особливістю застосування статистичних підходів та кореляційно-регресійного аналізу, що дають можливість виявити лише усереднену закономірність і не забезпечують строгої та точної відповідності в кожному окремому випадку (часовому періоді). Постійність значень вагових коефіцієнтів обтяжується також і застосуванням експертних оцінок для їх визначення. Для відповідності стану мінливої ситуації, що існує, необхідно частіше проводити експертні оцінювання, що має деякі труднощі як стосовно складу експертів, так і частоти опитування. Проте використання методу експертних оцінок є виправданим за неможливості застосування інших методів. Загалом можливе застосування таких підходів до визначення вагових коефіцієнтів, розташованих за їх важливістю: макроекономічне моделювання, ігрові методи та метод головних компонент [20]. Перші два передбачають наявність макроекономічних моделей та розроблення програмного забезпечення для ігрових методів. Найбільш доступним та універсальним є метод головних компонент, який реалізується за допомогою стандартного пакета «Статистика», що дає змогу отримати формалізованим методом постійні на визначеному періоді вагові коефіцієнти. Для визначення динамічних вагових коефіцієнтів пропонується метод «ковзної матриці», заснований на використанні методу головних компонент. Метод «ковзної матриці» полягає у послідовному зсуві матриці мінімально необхідного розміру вздовж періоду часу та визначенні вагових коефіцієнтів за цей часовий період [12, с. 78–81]. Мінімально необхідний розмір матриці (кількість рядків (n) – періодів часу) визначається з умови рівності кількості індикаторів (кількості стовпців (m) – головних компонент) з кількістю додатних власних значень цієї матриці. Як правило, мінімально необхідний розмір матриці дорівнює $(n+1) \times n$. При цьому кореляційна матриця є добре зумовленою, визначник кореляційної матриці відмінний від нуля («0»), а максимальна кількість головних компонент, які можуть бути вилучені, дорівнює кількості додатних власних значень вихідної матриці. Вагові коефіцієнти, визначені для індикаторів із застосуванням первинної мінімальної матриці, будуть постійними тільки для цього початкового (розгінного) періоду

часу $(t_1 - t_{n+1})$ Постійне зміщення визначеної мінімальної матриці впродовж періоду часу (рядків матриці) дозволяє визначити поточні динамічні вагові коефіцієнти $(t_i - t_{i+n})$, які враховуватимуть реальні політичні й економічні зміни в країні.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

Дослідження проблем енергетичної безпеки є непростим завданням, оскільки не існує єдиного методологічного підходу до виокремлення сфери енергетичної безпеки як об'єкта дослідження та оцінювання її стану. Складність опису енергетичної безпеки полягає в тому, що виокремлення цього об'єкта потребує врахування різних аспектів життєдіяльності країни. Кожна держава використовує свій підхід до визначення терміна «енергетична безпека», сфери регулювання, формування системи управління, оцінювання рівня енергетичної безпеки та визначення загроз.

Наразі більшість дослідників застосовують комплексний підхід з високим рівнем суб'єктивізму при врахуванні специфіки середовища перебування дослідника чи середовища дослідження. Відповідно, залежно до вподобань дослідника (управлінця) пропонується враховувати різноманітні чинники впливу на енергетичну безпеку країни: ресурсні, технічні, економічні, екологічні, організаційно-адміністративні, управлінські, соціальні, інноваційні, політичні, геополітичні, безпекові тощо. Водночас зміна соціально-економічних, технологічних, організаційних умов функціонування енергетики та особливості моделей управління різних країн суттєво видозмінюють вплив вибраних дослідником чинників, що не дає змоги розробити уніфіковану модель оцінювання рівня енергетичної безпеки.

РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ПЕРЕХІДНОЇ СТАБІЛЬНОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМ ІЗ ВИСОКОЮ ЧАСТКОЮ СОНЯЧНИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК

2.1. Вступ

За останні пару років температура поверхні землі значно зросла. Згідно з прогнозами, якщо не буде вжито додаткових заходів, протягом наступних 100 років глобальна середня температура поверхні підвищиться на $1,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ – $6,4\text{ }^{\circ}\text{C}$ [21]. З огляду на це, зростання глобальної температури з 1880 по 1980 рік еквівалентно $0,28\text{ }^{\circ}\text{C}$, тоді як за останні 20 років спостерігалось підвищення на $0,42\text{ }^{\circ}\text{C}$ [22, 23]. Викид парникових газів (ПГ) є основною причиною стрімкого підвищення температури на поверхні землі. Ці шкідливі для землі гази надходять із різних секторів, таких як енергетичний сектор, сільське господарство та сектор відходів, і це лише деякі з них. Однією з найбільших причин викидів парникових газів і, як наслідок, зміни клімату є енергетичний сектор, на який припадає колосальні $82,7\%$ викидів парникових газів у 2017 році в Нідерландах [24]. Вископне паливо (таке як вугілля та природний газ), що використовується для виробництва електроенергії, є причиною величезної частини викидів ПГ в енергетичному секторі [25].

Отже, зараз впроваджується політика, спрямована на зменшення та зрештою ліквідацію цих шкідливих для землі виробничих одиниць. Паризька угода — це угода про зміну глобального потепління, яка була реалізована в листопаді 2016 року за участю понад 180 країн і спрямована головним чином на обмеження підвищення глобальної температури «значно нижче» $2\text{ }^{\circ}\text{C}$ порівняно з доіндустріальним періодом [26]. Щоб досягти цього, Нідерланди, наприклад, запровадили кліматичну угоду, яка визначає певний набір заходів щодо скорочення викидів парникових газів майже вдвічі до 2030 року порівняно з 1990 роком [27]. Завдяки встановленню цієї політики теплоелектростанції, що складаються з синхронних генераторів (SG), поступово замінюються переважно

інверторними генераціями (IBG), такими як сонячні фотоелектричні установки та вітрові системи. Отже, за останні пару років у Нідерландах спостерігається величезне зростання сонячних фотоелектричних установок. Встановлена потужність сонячних фотоелектричних установок у Нідерландах за роки представлена на рисунку 2.1.

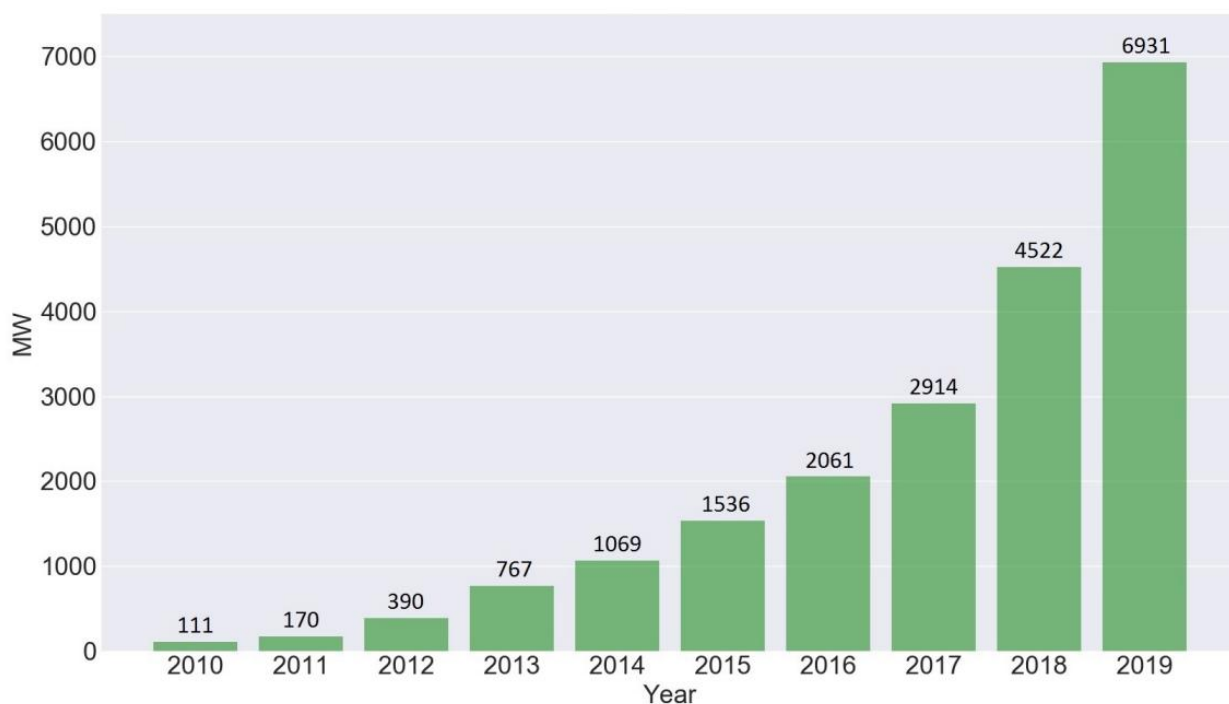


Рисунок 2.1. – Встановлена фотоелектрична потужність у Нідерландах

Оскільки зростання кількості фотоелектричних блоків постійно зростає, ці системи починають мати більший вплив на стабільність енергосистеми, і тому їх динамічною поведінкою не можна нехтувати в дослідженнях стабільності [28, 29]. Відповідно до [30], приблизно 35% мережевих операторів представляють IBG як негативне навантаження для досліджень стабільності, отже, ці системи не сприяють динамічній поведінці. В опитувальнику було виявлено, що представлення негативного навантаження використовується головним чином через відсутність широко використовуваного IBG для конкретних досліджень стабільності, відсутність загальноприйнятих моделей IBG і відсутність прийнятого діапазону набору параметрів для моделей IBG [29, 30]. Крім того, на даний момент методи об'єднання сонячних фотоелектричних

установок на рівні розподілу та використання стандартного набору параметрів для накопичення цих систем не є чітко визначеними [29].

Переходячи до стабільності енергосистеми, більш високі рівні проникнення IBG показують, що стабільність перехідних процесів спочатку покращиться завдяки зменшеному навантаженню синхронних генераторів. У певний момент, оскільки синхронні генератори поступово припиняються; однак навантаження синхронних генераторів, що залишилися, збільшиться, а загальна інжекція реактивного струму під час несправностей зменшиться, що призведе до зниження стабільності перехідних процесів [31, 32, 33]. Подібні результати були отримані для меншої мережі в [34].

У цьому дослідженні пропонується метод вибору динамічних моделей для представлення великомасштабних сонячних фотоелектричних установок і агрегованих сонячних фотоелектричних установок з точки зору ОСП. Крім того, пропонується розробка стандартного набору параметрів для вибраних динамічних моделей з ілюстративним прикладом вимог до підключення до мережі в Нідерландах. Крім того, досліджено вплив сонячних фотоелектричних установок на перехідну стабільність і запропоновано співвідношення для оцінки впливу сонячних фотоелектричних установок на перехідну стабільність. Підсумовуючи, основні внески цієї статті такі:

- Пропозиція методу створення стандартного набору параметрів для представлення широкого спектру великомасштабних сонячних фотоелектричних установок і агрегованих сонячних фотоелектричних установок з точки зору оператора ГТС.
- Якісна оцінка впливу сонячних фотоелектричних установок на стабільність перехідних процесів, представлена за допомогою різних моделей моделювання.
- Забезпечення співвідношення для визначення впливу сонячних фотоелектричних установок на перехідну стабільність.

2.2. Методика

2.2.1. Загальне моделювання сонячних фотоелектричних установок

Приблизно 35% мережевих операторів наразі представляють IBG як негативне навантаження, і, таким чином, такі системи не забезпечують динамічний відгук у дослідженнях стабільності. Правильне представлення IBG стає більш важливим, ніж будь-коли, через швидке зростання цих джерел енергії. Отже, IBG, такі як сонячні фотоелектричні установки, більше не можна ігнорувати, і їх необхідно адекватно моделювати під час проведення динамічних досліджень. Звичайні джерела генерації, такі як синхронні генератори, мають чітко визначені моделі для виконання досліджень стабільності [35]. Однак це (поки що) не стосується IBG, оскільки все ще триває розробка загальних моделей і типової параметризації [35]. Натомість виробники мають завдання створити детальні та конкретні моделі для своїх сонячних фотоелектричних установок. Останнім часом багато енергії та ресурсів було витрачено на розробку загальних моделей IBG. Іншими словами, проводяться дослідження щодо розробки загальних моделей для представлення широкого спектру моделей IBG. Загальні моделі для вітряних електростанцій наразі більш широко прийняті порівняно з загальними моделями для сонячних фотоелектричних установок [36, 37]. Проте в останні роки було запропоновано кілька загальних фотоелектричних моделей, особливо Західною координаційною радою з електроенергетики (WECC), поряд із широкими перевірочними дослідженнями [38, 39, 40, 41, 42].

При моделюванні сонячних фотоелектричних установок слід враховувати два різних типи сонячних фотоелектричних установок, а саме:

- Великомасштабні сонячні фотоелектричні установки
- (Агрегація) розподілених сонячних фотоелектричних установок

Великомасштабні сонячні фотоелектричні установки відносяться до окремих великих сонячних фотоелектричних установок, які зазвичай підключаються на рівні передачі. Великі сонячні фотоелектричні установки

моделюються в дослідженнях стабільності енергосистеми за великомасштабною фотоелектричною моделлю, оскільки це було стандартом для моделювання великомасштабних сонячних фотоелектричних установок в останні роки. Альтернативою є ІЕС 61400-27-1, який використовується для представлення вітрових турбін; однак ця модель не була офіційно випущена на момент написання статті, і моделі не присутні в поточному програмному забезпеченні, тому вона не буде взята до уваги.

Розподілені сонячні фотоелектричні установки – це сонячні фотоелектричні парки, які підключені на рівні розподілу, що зазвичай передбачає менші діапазони потужності. У цьому дослідженні має бути оцінено агрегацію розподілених сонячних фотоелектричних установок, яка пропонує приблизне представлення накопиченої поведінки менших розподільних фотоелектричних установок, які моделюються на шині передачі [43]. Представлення агрегованих розподільних сонячних фотоелектричних установок буде досягнуто за допомогою моделі DER_A (модель розподілених енергетичних ресурсів версії A), оскільки ця модель є останньою опублікованою моделлю для представлення агрегованих розподілених сонячних фотоелектричних установок із достатньою гнучкістю для прийняття у вимоги до підключення до мережі та можливі зміни [44]. Оскільки ця модель являє собою агрегацію кількох розподілених сонячних фотоелектричних установок, перевірка за допомогою даних вимірювань неможлива; однак у [45] перевірка була проведена на основі очікуваного знання динамічної поведінки.

З точки зору TSO, великомасштабні сонячні фотоелектричні установки визначаються сонячними фотоелектричними установками, які підключені до домену передачі, тоді як розподілені сонячні фотоелектричні установки визначаються як сонячні фотоелектричні установки, підключені до нижчих рівнів напруги. З цією метою сонячні фотоелектричні установки, підключені до області передачі, представлені великомасштабною фотоелектричною моделлю, тоді як сонячні фотоелектричні установки, підключені до розподільної області, представлені моделлю DER_A.

2.2.2. Великомасштабна фотоелектрична модель

Великомасштабна фотоелектрична модель, також відома як модель фотоелектричної станції Центральної станції або загальна фотоелектрична модель Західної координаційної ради з електроенергетики (WECC)) — це модель позитивної послідовності, яка представляє важливу динамічну поведінку великомасштабних сонячних фотоелектричних установок із єдиною точкою підключення на рівні передачі. Ця модель була розроблена робочою групою WECC Renewable Energy Modeling Task Force (REMTF) і в основному базується на моделі вітряної турбіни типу 4 (також розробленої WECC REMTF) через те, що обидва типи підключені до мережі за допомогою інтерфейсу силової електроніки [46]. Масштабна PV модель складається з 3 модулів, тобто [46],

- REGC_A — Модуль генератора/перетворювача відновлюваної енергії
- REEC_B — електричний модуль керування відновлюваною енергією
- REPC_A — Модуль управління рівнем відновлюваної електростанції

Взаємозв'язок між трьома модулями показано на рисунку 2.2.

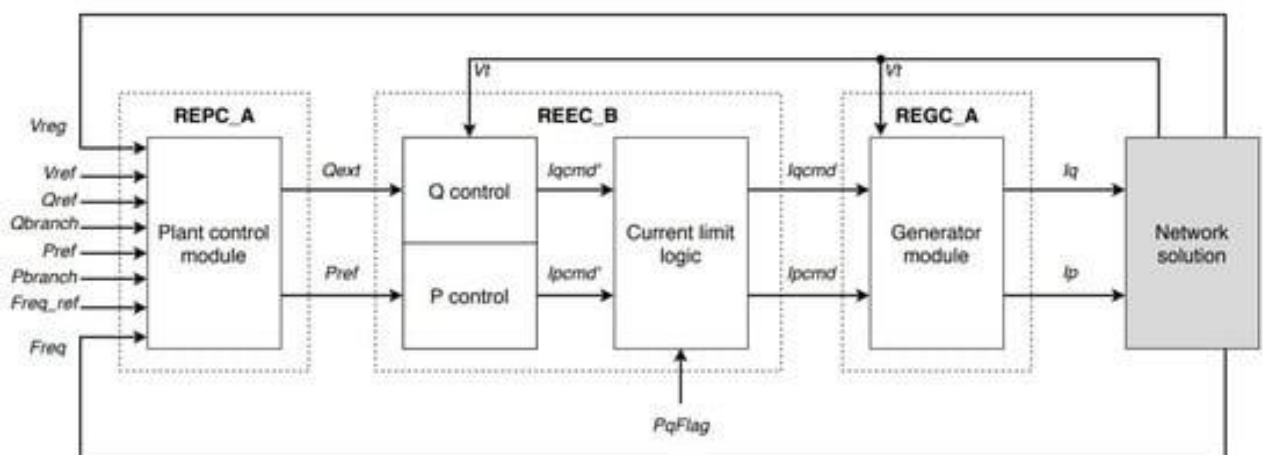


Рисунок 2.2 – З'єднання великомасштабних фотоелектричних модулів

Контроль рівня установки (REPC_A), який є додатковим модулем, використовує значення, надані мережевим рішенням, для створення опорних значень активної та реактивної потужності для електричного модуля керування. Якщо контролер рівня установки виключено, опорні значення активної та реактивної потужності надаються безпосередньо мережевим рішенням [47]. Електричний модуль керування отримує опорні дані потужності від контролера рівня установки та перетворює їх у команди струму для модуля генератора/перетворювача. Вироблені команди струму приймаються модулем генератора/перетворювача. Цей модуль в кінцевому рахунку відповідає за інжекцію струмів [46].

2.2.3. Модель DER_A

Окрім стрімкого зростання виробництва на основі інверторів на рівні передачі, сонячні фотоелектричні установки, підключені на рівні розподілу, також спостерігали величезне зростання [48]. Вимоги, яких мають відповідати ці сонячні фотоелектричні установки, залежать від того, де вони потрапляють у класифікацію генерувальних модулів (PGM), наведену в таблиці 2.1. Для представлення розподілених сонячних фотоелектричних установок у динамічних практичних дослідженнях використовуються розподілені фотоелектричні моделі. Крім того, ці моделі також використовуються для представлення агрегації розподілених сонячних фотоелектричних установок за допомогою методів агрегування та моделювання агрегованої системи на рівні передачі для отримання прийнятного представлення валових розподілених сонячних фотоелектричних установок [29]. В останнє десятиліття було запропоновано кілька розподілених фотоелектричних моделей, таких як модель PVD1 і модель DER_A. Модель DER_A є останньою ітерацією моделі розподіленої PV і є наступником моделі PVD1 [48]. Модель DER_A розшифровується як модель розподіленого енергетичного ресурсу, версія A, і є

моделлю, яка використовується для моделювання динамічної поведінки агрегованих розподілених сонячних електростанцій. Це агрегування забезпечує представлення всіх малих і середніх сонячних фотоелектричних установок, розкиданих на рівнях низької та середньої напруги [48]. Ця модель є похідною від великомасштабної фотоелектричної моделі, розглянутої раніше, яка включає в себе моделі REPC_A, REEC_B і REGC_A [44]. Великомасштабна фотоелектрична модель містить 121 параметр і 16 станів, тому є надто складною для представлення агрегованих сонячних фотоелектричних установок. Крім того, ця модель була розроблена, щоб відобразити поведінку однієї великої відновлюваної електростанції, і, отже, може бути важко адаптованою для включення агрегації розподілених генераторів [48]. Таким чином, модель DER_A була розроблена, щоб забезпечити простий підхід до моделювання агрегації розподілених сонячних фотоелектричних установок, а також було встановлено зменшення параметрів і станів без зменшення основних функцій для адекватного представлення динамічної поведінки.

Таблиця 2.1. – Визначення типів генераторів

Тип генератора	Рівень напруги	Оператор	Діапазон ємності
Тип 0	<110 кВ	i	0–0,0008 МВт
Тип А	<110 кВ	i	0,0008 МВт–1 МВт
Тип Б	<110 кВ	i	1 МВт–50 МВт
Тип С	<110 кВ	i	50 МВт–60 МВт
Тип D1	<110 кВ	i	≥60 МВт
Тип D2	≥110 кВ	i	все

2.2.4. Вимоги до підключення до мережі

Вимоги до підключення до мережі (GCR) відіграють важливу роль у поведінці сонячних фотоелектричних установок. Важливі вимоги Нідерландів до підключення до електромережі будуть обговорені в цьому розділі щодо стабільності перехідних процесів. Вимоги до приєднання до мережі – це набір технічних регламентів, які забезпечують конкретні умови для ПГМ, підключених до мережі, з метою підтримки та збереження безпеки енергосистеми, плавного переходу до відновлюваних джерел енергії та забезпечення справедливих умов для конкуренції на ринку електроенергії [49, 50].

У [50, 51] зроблено відмінність між генеруючими модулями на основі їх рівня напруги та діапазону потужності. Розрізнення складається з п'яти типів, тобто типу 0, A, B, C і D. Класифікацію цих різних типів наведено в таблиці 2.1.

У таблиці 2.1 наведено різні типи генераторів залежно від рівня напруги та діапазону потужності. Енергогенеруючі модулі типу 0 не розглядатимуться в цій статті та не обговорюватимуться далі, оскільки їхня потужність є незначною, і немає вимог до цих типів генерувальних модулів щодо забезпечення підтримки у випадку непередбачених ситуацій [51]. Важливим зауваженням є те, що класифікація, наведена в таблиці 2.1, розрізняє генерувальні модулі типу D нижче 110 кВ (тип D1) і вище або дорівнює 110 кВ (тип D2), оскільки певні вимоги передбачають різні умови для типу D1 і типу D2. Коли в решті тексту йдеться про одиниці типу D, це включає як тип D1, так і D2. Важливі вимоги щодо стійкості до перехідних процесів представлені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2. Відповідні вимоги до підключення до мережі

Вимога	Тип А	Тип Б	Тип С	Тип D
Здатність генераторів, підключених до напруги нижче 110 кВ	x	x	x	D1
Здатність генераторів, підключених до напруги 110 кВ або вище, наскрізної роботи	x	x	x	D2
Забезпечення швидкого струму пошкодження (для IBG)	x	x	x	x

Наскрізна здатність генераторів, підключених нижче 110 кВ: Наскрізна здатність генерувальних модулів залишатися підключеними (якщо напруга генеруючого блоку залишається вище заданого профілю) до мережі протягом відхилення напруги внаслідок виникнення несправності. Здатність FRT генерувальних модулів, підключених нижче 110 кВ, є вимогою для генерувальних модулів типу В, С і D1. Профіль залежності напруги від часу вказується Голландським мережевим кодом у точці з'єднання для непередбачених ситуацій. Профіль FRT, застосовний до блоків типу В, С і D1, наведено на рисунку 2.3.

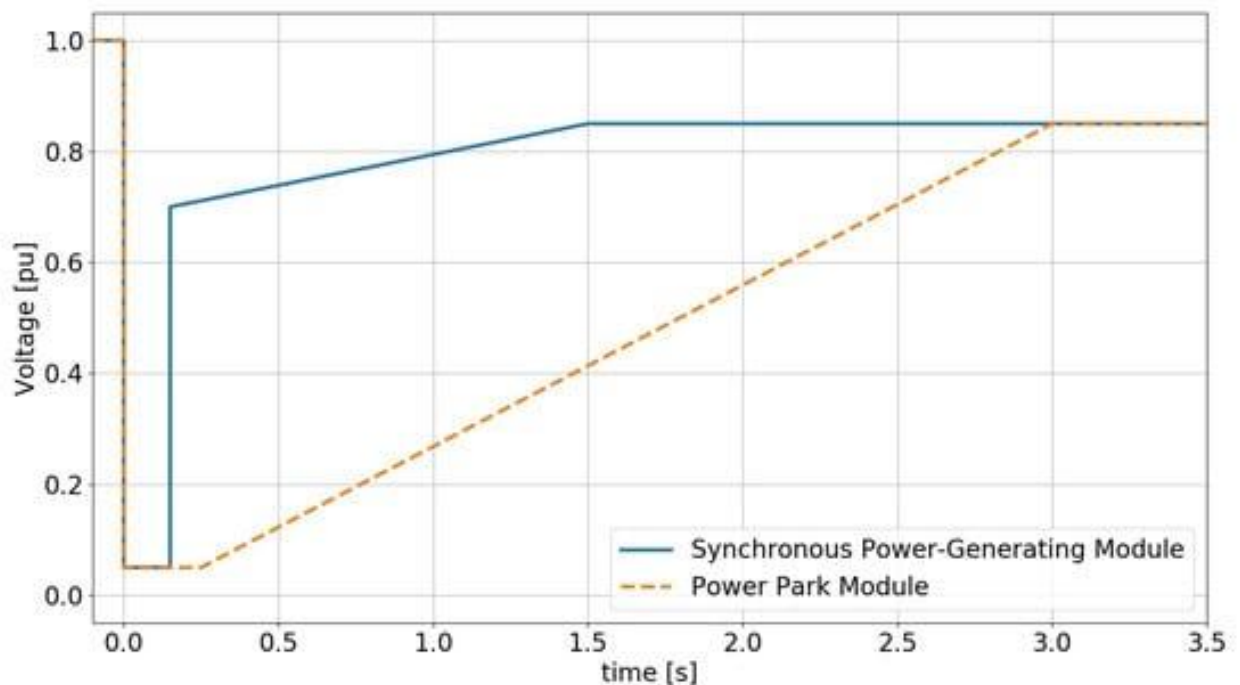


Рисунок 2.3. – Крива FRT для PGM типів В, С і D1

Здатність генераторів, підключених до напруги 110 кВ або вище, працювати через несправність: здатність FRT модулів генерації електроенергії, підключених до 110 кВ або вище, є вимогою для генераторів типу D2. Профіль FRT, застосовний до блоків типу D2, наведено на рисунку 2.4.

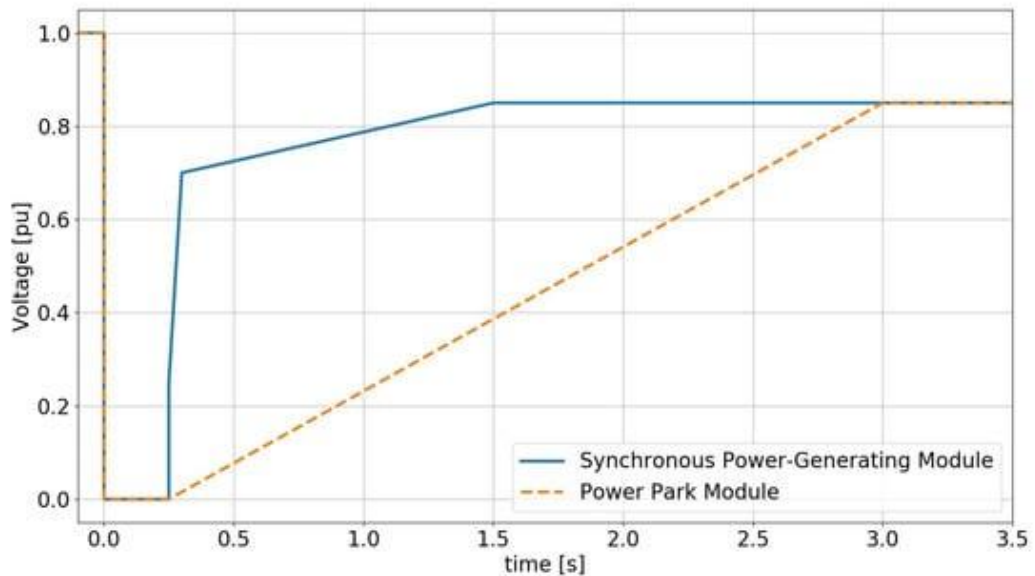


Рисунок 2.4. – Крива FRT для PGM типу D2

Забезпечення швидкого струму замикання (для IBG): Ця вимога стверджує, що модулі енергоцентру типу В, С і D повинні мати можливість забезпечувати швидкий струм замикання, коли виникає симетричне (трифазне) або асиметричне замикання. Для цієї вимоги (стаття 3.19, пункт 10) була використана остання пропозиція Netbeheer Nederland (ця пропозиція все ще очікує на схвалення, тому ця вимога ще не була офіційно прийнята), оскільки ця пропозиція забезпечує чітко визначене додаткове значення посилення реактивного струму для потужності паркувальні модулі (ППМ) залежно від рівня напруги [32]. Швидкий струм замикання повинен бути забезпечений у точці підключення за таких умов:

- Додатковий реактивний струм забезпечується, коли відхилення напруги на клеммах окремих генерувальних модулів перевищує 10% від ефективного значення або коли відбувається раптова зміна миттєвої напруги щонайменше на 5% від пікового значення номінальна напруга.
- Додатковий інжекторний реактивний струм ΔIb є різницею реактивного струму під час замикання та реактивного струму до замикання та пропорційна відхиленню напруги, як зазначено в рівнянні (2.1). Графічне зображення рівняння (2.1) для значень 2 і 5 k показано на рисунку 2.5. Коли

відхилення напруги знаходиться в межах зони нечутливості, додатковий реактивний струм сонячними фотоелектричними установками не вводиться; призначені значення зони нечутливості будуть обговорюватися пізніше.

$$\Delta Ib = \frac{(U - U_0)}{U_N} \times I_N \times k \quad (2.1)$$

де

ΔIb – додаткова інжекція реактивного струму

$(U - U_0)/U_N = \Delta U$ – відносне відхилення напруги в о.е

U – напруга під час несправності

U_0 – напруга перед замиканням

U_N – номінальна напруга

I_N – номінальний струм

k – нахил для додаткової інжекції реактивного струму

- Діапазон k або Kqv (додаткове посилення реактивного струму) має бути від 2 до 6, де значення 2 призначається для модулів енергоцентру, підключених до мережі з номінальною напругою нижче 66 кВ, а значення 5 призначається для модулів енергоцентру, приєднані до мережі номінальною напругою 66 кВ і вище.

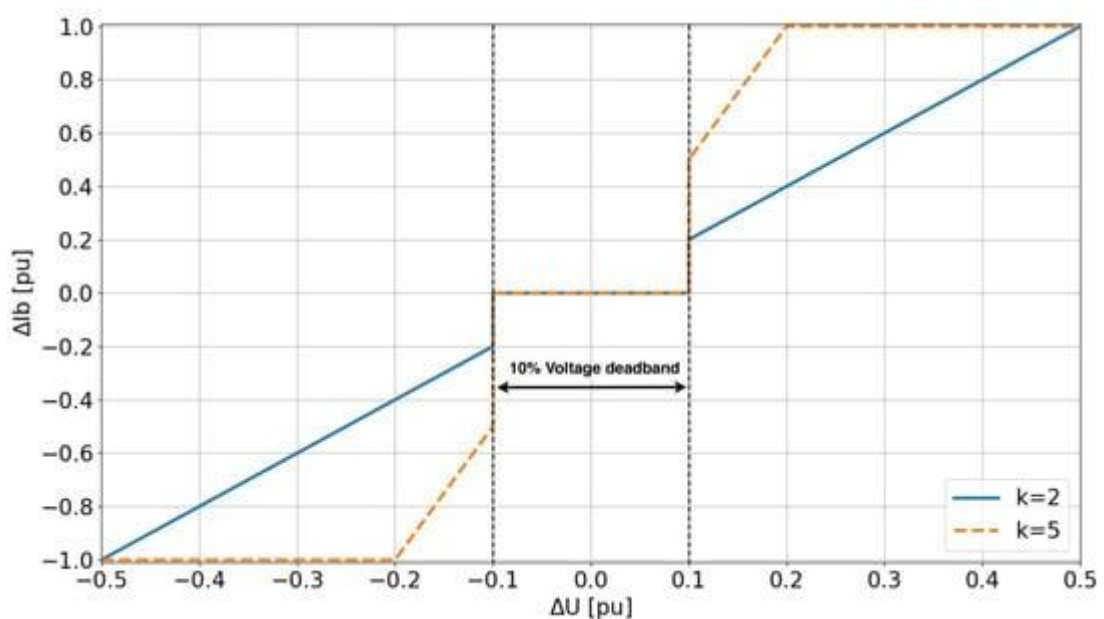


Рисунок 2.5. – Додаткова інжекція реактивного струму та залежність відхилення напруги

2.2.5. Загальні параметри моделі

Для загальних фотоелектричних моделей набір параметрів є важливим для (задовільного) представлення динамічної поведінки конкретних сонячних фотоелектричних установок. Для моделей, які представляють конкретні сонячні фотоелектричні установки, дуже детальний набір параметрів може бути призначений на основі, головним чином, специфікацій перетворювача/інвертора [35]. Однак при розробці загальної фотоелектричної моделі з набором параметрів для зображення широкого спектру сонячних фотоелектричних установок мета полягає в тому, щоб охопити важливу поведінку цих систем, а не обов'язково найдрібніші деталі. Присвоєння значень набору параметрів показано на рисунку 2.6.

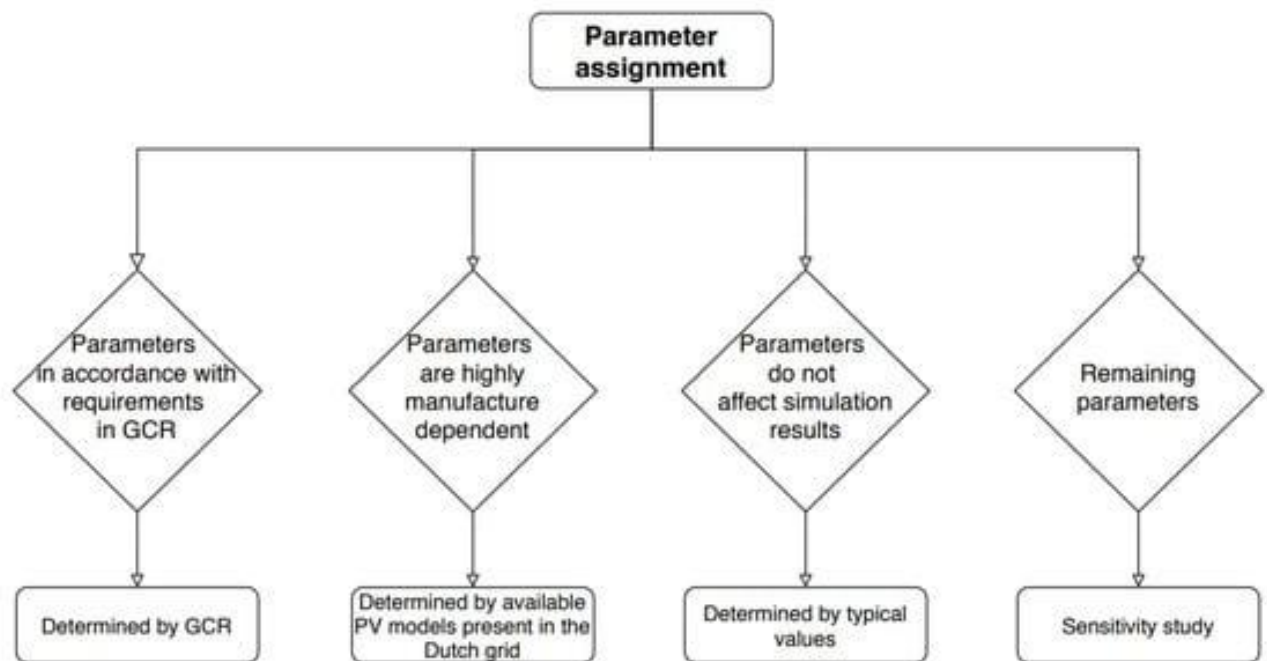


Рисунок 2.6. – Блок-схема призначення параметрів запропонованого набору параметрів

Параметри відповідно до GCR: Параметрам, які збігаються з вимогами підключення до мережі, присвоюються значення, зазначені в конкретних вимогах. Важливі параметри перехідної стабільності, що стосуються інжекції реактивного струму сонячними фотоелектричними установками, наведено в

таблиці 2.3 — параметри, позначені зірочкою (*), існують лише для великомасштабної фотоелектричної моделі. Слід зазначити, що GCR стверджує, що для раптової зміни напруги зона нечутливості для контролю напруги повинна бути в діапазоні $\pm 5\%$. Однак це значення було призначено набору параметрів, але призвело до проблем конвергенції для великих мереж, отже, мертва зона для контролю напруги була встановлена на $\pm 10\%$. Крім того, призначення параметра K_{qv} залежить від типу сонячних фотоелектричних установок, які представлені. Для сонячних фотоелектричних установок типу B, C і D1 (підключених < 110 кВ) приписане значення становить 2, тоді як для сонячних фотоелектричних установок типу D2 (підключених ≥ 110 кВ) приписане значення становить 5.

Таблиця 2.3. – Параметри інжекції реактивного струму

Параметр	опис	Значення
Vdip* (pu)	Напруга спрацьовування в умовах низької напруги	0,9
Vup* (pu)	Напруга спрацьовування в умовах високої напруги	1.1
dbd1 (pu)	Зона нечутливості перенапруги для інжекції реактивного струму	-0,1
dbd2 (pu)	Зона нечутливості зниженої напруги для інжекції реактивного струму	0,1
K_{qv}	Коефіцієнт посилення інжекції реактивного струму	[2 5]
Iqhl (pu)	Максимальна інжекція реактивного струму	1
Iqll (pu)	Мінімальна інжекція реактивного струму	-1

Параметри сильно залежать від виробника: певні параметри, такі як підсилення пропорційного інтеграла (PI) у динамічних моделях, визначають, наскільки впевнено фотоелектрична система реагує на конкретну помилку. Такі параметри були взяті з набору параметрів існуючих сонячних фотоелектричних установок у голландській високовольтній мережі.

Параметри, які не впливають на результати моделювання: широкомасштабна фотоелектрична модель і модель DER_A складаються з кількох модулів і логіки, які не є важливими, оскільки вимоги до підключення

до мережі не визначають такі зобов'язання [43, 44]. Прикладом такого модуля є модуль керування реактивним струмом високої напруги, присутній у великомасштабній фотоелектричній моделі, який функціонує для зменшення інжекції реактивного струму фотоелектричної системи, якщо напруга на клемі фотоелектричної системи перевищує певний поріг. Оскільки таких вимог немає у вимогах до підключення до мережі Нідерландів, цей модуль було вимкнено, і, отже, оточуючим параметрам цього модуля, які не впливатимуть на поведінку, було призначено типові значення [43, 45].

Решта параметрів: решті параметрів було присвоєно значення на основі аналізу параметричної чутливості та дослідження літератури. Параметричний аналіз чутливості проводиться шляхом зміни одного параметра в діапазоні типових значень, тоді як усі інші параметри залишаються фіксованими. Прикладом важливого параметра, що залишився, є швидкість наростання активної потужності $Rrpwr$. Параметр $Rrpwr$ забезпечує верхнє обмеження для швидкості наростання активного струму після усунення несправності, по суті обмежуючи збільшення активної потужності на одиницю часу. Поведінка різних значень $Rrpwr$ представлена на рисунку 2.7.

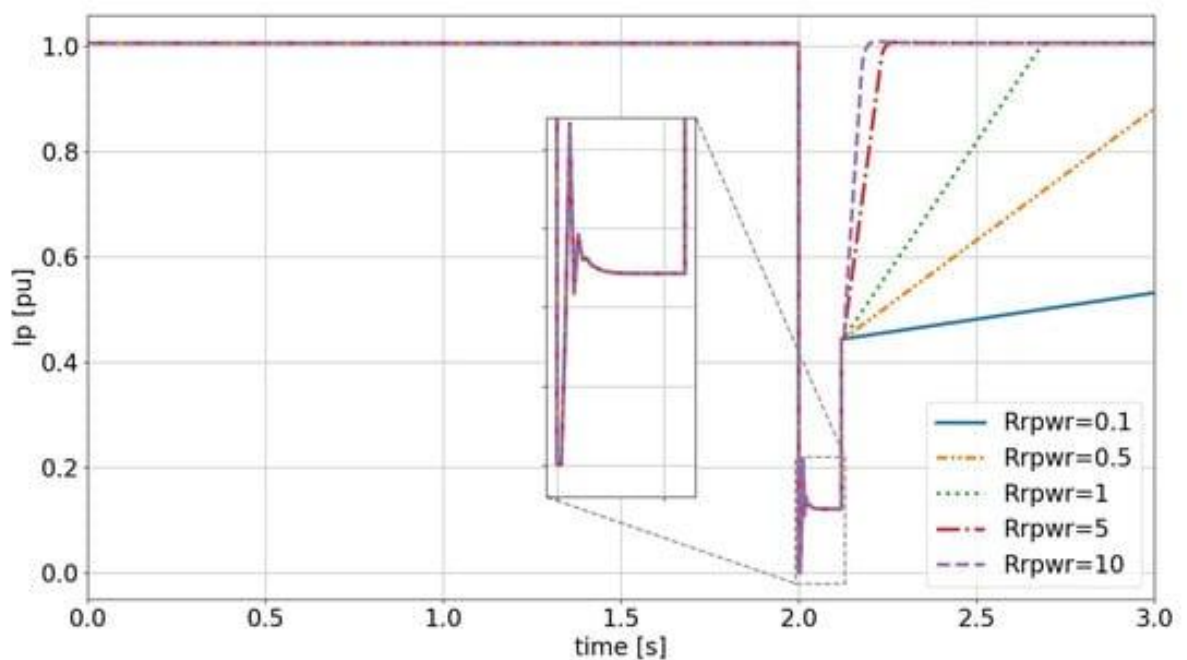


Рисунок 2.7. – Подача активного струму сонячною фотоелектричною установкою для змінних значень $Rrpwr$

Як показано на рисунку 2.7, швидкість інжекції активного струму після усунення несправності сильно визначається параметром $Rrpwr$. Крім того, також можна побачити, що обмеження швидкості наростання не застосовується до миттєвих і дуже раптових змін — це пояснює поведінку відразу після виникнення несправності та раптове збільшення активного струму в момент усунення несправності. Відповідно до [35], більш високі швидкості зміни напруги збільшують швидкість відновлення напруги. Використання низьких значень для $Rrpwr$ викликає повільне відновлення напруги та може призвести до зниження напруги за межі профілю FRT, як показано в [35]. Навпаки, занадто високе значення для $Rrpwr$ потенційно може призвести до частотних проблем через високу чутливість до частоти [35]. Іншим важливим аспектом, на який впливає значення $Rrpwr$, є критичний час очищення (CCT), більші значення $Rrpwr$ збільшують CCT [35, 53]. У [35, 43] для $Rrpwr$ використовується значення 10 о.е./с, це вважається типовим значенням для представлення сонячних фотоелектричних установок. Крім того, пропозиція Netcode, подана Netbeheer Nederland, стверджує, що максимально допустиме відновлення активної потужності має становити від 0,5 до 10 с, що означає мінімальне значення для $Rrpwr$ від 2 о.е./с до 0,1 о.е./с [52]. Однак це не дає повної картини, оскільки цей широкий діапазон враховує всі РРМ, включаючи вітряні турбіни, не повністю підключені через силову електроніку, яким потрібен додатковий час для забезпечення активного відновлення струму. З цією метою $Rrpwr$ має бути присвоєно значення 10 о.е./с, оскільки це узгоджується з літературою та цілком укладається в межі, встановлені запропонованими вимогами.

Як представлено в таблиці 2.2, РРМ типу А не є обов'язковим для забезпечення інжекції реактивного струму під час несправності, тоді як РРМ типу В, С і D це необхідно. З цією метою запропоновано два набори параметрів для представлення агрегованої фотоелектричної системи за допомогою моделі DER_A, де один представляє РРМ типу А, а інший — РРМ типу В, С і D1.

Різниця між цими двома наборами параметрів полягає в тому, що для PPM типу А додаткове посилення реактивного струму (2.Kqv) має бути встановлено на 0, тоді як для PPM типу В, С і D1 це значення має бути 2 або 5 залежно від рівнів напруги сонячної батареї. Фотоелектричні установки — оскільки всі агреговані сонячні фотоелектричні установки мають тип В, С і D1 (2.підключені < 110 кВ), присвоєне значення Kqv дорівнює 2. Крім того, прапорці VtripFlag і FtripFlag у моделі DER_A мають бути встановлені на «1» для набору параметрів типу А, оскільки це відповідає наданим вимогам.

Нарешті, надані профілі FRT, не можуть бути призначені різним моделям, оскільки ні широкомасштабна фотоелектрична модель, ні модель DER_A не мають логіки для цієї мети.

Повний запропонований набір параметрів для великомасштабної фотоелектричної моделі та моделі DER_A наведено в Додатку А.

2.3. Результати моделювання

2.3.1. Використані інструменти

Програмними інструментами для виконання моделювання є Power System Simulator for Engineering, скорочено PSS/E версії 34.7, що підтримується Python 2.7. Технічні характеристики комп'ютера, який використовується для моделювання, — 64-розрядна операційна система Windows 10, процесор Intel Core i5-7200U @2,50 ГГц і 8 ГБ встановленої оперативної пам'яті.

2.3.2. Приклад використання мережі TenneT

Для оцінки перехідної стабільності в якості прикладу береться синтетична модель Нідерландів (мережа TenneT). З міркувань конфіденційності

буде показано лише сфери інтересів. Для аналізу береться сценарій майбутнього, який містить високе проникнення сонячних фотоелектричних установок у мережу з базовим 2030 роком. Для цього сценарію оцінюється кілька моментальних знімків, головною відмінністю яких є диспетчеризація, попит і вхід. обслуговування синхронних генераторів. Оцінюються різні знімки, щоб побачити вплив різних рівнів короткого замикання на стабільність перехідних процесів. Отже, знімки з більшістю підключених синхронних генераторів мають найвищі рівні короткого замикання, тоді як низькі рівні короткого замикання присутні в знімках з меншою кількістю підключених синхронних генераторів. Вибрано чотири випадки, які можна розділити на (синхронні генератори стосуються генераторів у Нідерландах у домені передачі):

- Випадок 1—100% підключених SG
- Випадок 2—64% підключених СГ
- Випадок 3—59% підключених СГ
- Випадок 4—17% підключених СГ

Відсоток підключених ПГ визначено виходячи з потужності синхронних генераторів. Вищезазначені випадки будуть оцінені згодом.

2.3.3. Метод оцінювання та визначення

Критичний час очищення повинен використовуватися для оцінки перехідної стабільності. Метод визначення критичного часу очищення за допомогою Python 2.7 показано на блок-схемі, наведений на рисунку 2.8.

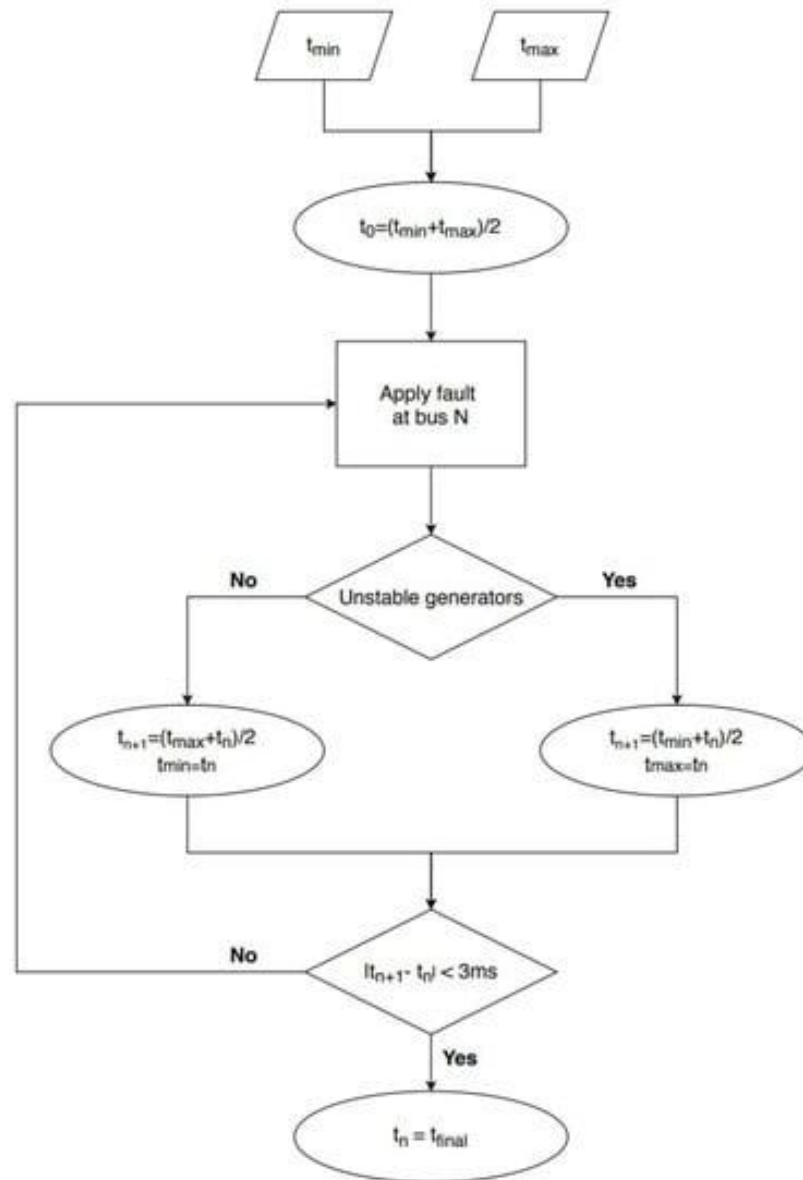


Рисунок 2.8. – Блок-схема для отримання критичного часу очищення

Як показано на рисунку 2.8, є два входи для сценарію критичного часу очищення, тобто t_{max} і t_{min} . Ці два входи вказують інтервал часу, в якому симуляція шукатиме критичний час очищення. Перший час очищення (t_0) несправності розраховується, як показано в рівнянні (2.2).

$$t_0 = \frac{t_{max} + t_{min}}{2} \quad (n=0) \quad (2.2)$$

Після цього несправність застосовується до певної шини для t_0 секунд, а потім несправність усувається, і моделювання продовжується до 5 с. Кути ротора всіх блоків синхронної генерації потім скануються, щоб оцінити, чи

перевищує кут ротора певний поріг. Якщо присутні нестабільні генератори, то час усунення несправності (FCT) зменшується, як показано в рівняннях (2.3) і (2.4).

$$t_{n+1} = \frac{t_{min} + t_n}{2} \quad (2.3)$$

$$t_{max} = t_n \quad (2.4)$$

Якщо немає нестабільних генераторів, то час усунення несправності збільшується, як показано в рівняннях (2.5) і (2.6).

$$t_{n+1} = \frac{t_{max} + t_n}{2} \quad (2.5)$$

$$t_{min} = t_n \quad (2.6)$$

Цей ітераційний процес повторюється, доки рівняння (2.7) не виконується, що дає критичний час очищення, як зазначено в рівнянні (2.8).

$$|t_{n+1} - t_n| < 3ms \quad (2.7)$$

Критичний час очищення $= t_n$

$$\boxed{\text{Critical clearing time} = t_n} \quad (2.8)$$

Крім того, для аналізу важливо визначити різні методи представлення PV, які будуть використовуватися згодом. Це розрізнення зроблено для чіткого визначення чинників, що впливають на вплив фотоелектричної проникнення на перехідну стабільність. Слід вивчити чотири різні представлення моделювання:

- Представлення всіх сонячних фотоелектричних установок із відповідними динамічними моделями. Це подання має називатися Усі динамічні моделі.
- Представлення всіх сонячних фотоелектричних установок з негативним навантаженням. Це подання має називатися «Все негативне навантаження».
- Представлення сонячних фотоелектричних установок, підключених до несправної шини, з динамічними моделями, тоді як усі інші представлені негативним навантаженням. Це представлення буде називатися Динамічним

локальним 1. Подальша розробка цього представлення показана на рисунку 2.9. (основні елементи фотоелектричної системи були опущені на рисунку для спрощення).

- Представлення сонячних фотоелектричних установок, підключених до несправної шини, і сонячних фотоелектричних установок, підключених до шини, безпосередньо підключеної до несправної шини, представлено за допомогою динамічних моделей. Усі інші сонячні фотоелектричні установки представлені з негативним навантаженням. Це представлення буде називатися Dynamic local 2. Подальша розробка цього представлення представлена на рисунку 2.10.

Крім того, на рисунках, які будуть обговорюватися, будуть використані наступні скорочення:

- СГ — Синхронний генератор
- A-PV Type A — Агреговані сонячні фотоелектричні установки типу A
- A-PV Type BCD1 — Агреговані сонячні фотоелектричні установки типу B, C, D1
- L-PV — великомасштабна фотоелектрична система
- A-Wind — Агреговані вітрові системи

2.3.4. Аналіз перехідної стабільності

Перший автобус, який буде досліджено, це автобус у Гертрейденбергу з рівнем напруги 150 кВ, також відомий як GT150-B. Цей автобус було обрано, оскільки поблизу знаходяться сонячні електростанції та синхронний генератор. Крім того, різницю між струмом короткого замикання (SCC) на цій шині можна чітко побачити між різними випадками. Огляд відповідних підключень на цій шині показано на рисунку 2.11. Агрегована вітрова система також була підключена до цієї шини, але була виведена з експлуатації виключно для оцінки впливу сонячних фотоелектричних установок.

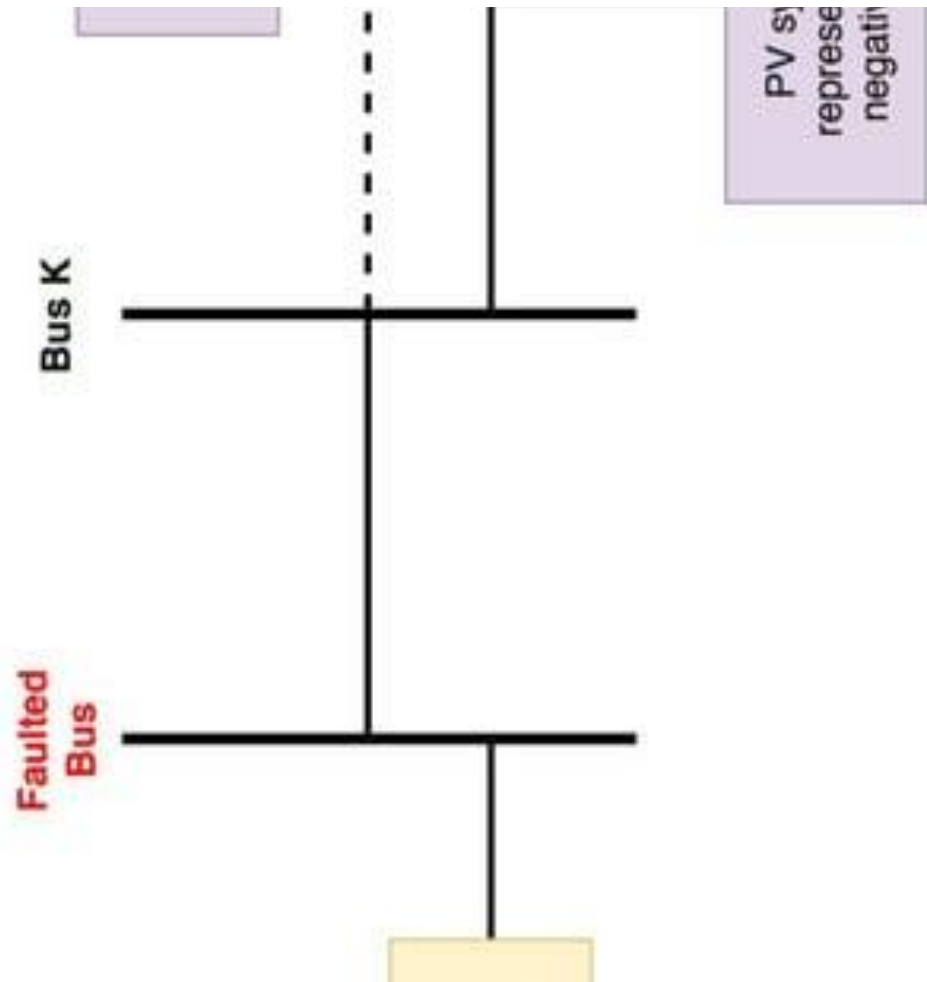


Рисунок 2.9. – Динамічне локальне 1 представлення

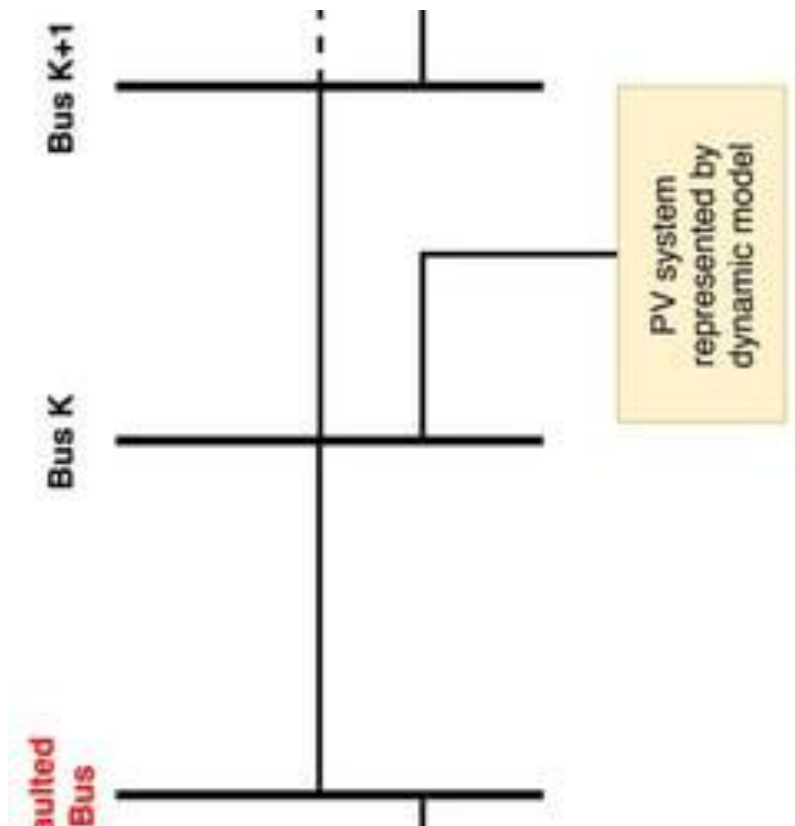
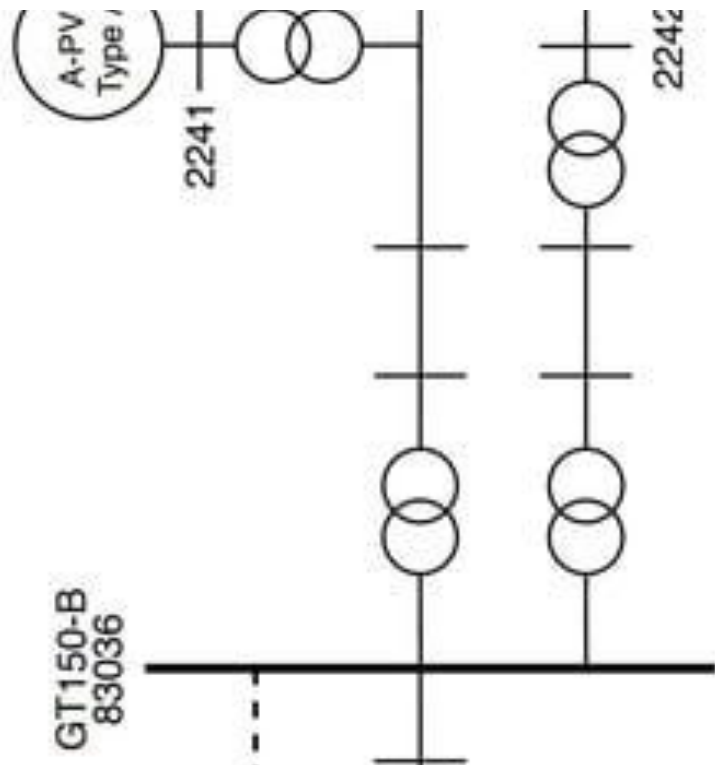


Рисунок 2.10. – Динамічне локальне представлення 2



Риснуок 2.11. – Підключення на шині GT150-B

Щоб відокремити поведінку струму короткого замикання від перехідної стабільності, синхронному генератору поблизу цікавої шини (у випадку GT150-B синхронний генератор на шині 87000) було задано фіксовану робочу точку в усіх випадках, а генератор Напруга шини була доведена до діапазону 0,01 о.е. у всіх випадках. Ця модифікація була зроблена для всіх автобусів, які оцінюються. Крім того, вплив загальної інерції системи на перехідну стабільність для різних випадків нехтується, оскільки мережа широко пов'язана з європейськими країнами, і, таким чином, відключення певних SG у Нідерландах має незначний вплив на загальну інерцію системи. Після внесення необхідних змін, як описано вище, у всіх випадках на шині GT150-B 83036 виникла помилка, і критичний час очищення для всіх випадків оцінено та показано в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4. – ССТ для несправності на шині GT150-B

<i>Представництво</i>	Випадок ССТ 1 (мс)	Випадок ССТ 2 (мс)	Випадок ССТ 3 (мс)	Випадок ССТ 4 (мс)
Всі динамічні моделі	279	274	274	272
Все негативне навантаження	268	256	256	237
Динамічний локальний 1	270	256	261	242
Динамічний локальний 2	274	261	265	247

Під час першого порівняння представлення всіх динамічних моделей для різних випадків, наведених у таблиці 2.4, показано, що критичний час очищення майже однаковий для всіх випадків. Незначна різниця, яка спостерігається у випадку 1, пов'язана зі збільшенням струму короткого замикання на несправній шині. Крім того, різниця, яка спостерігається у випадку 4, пов'язана зі зменшенням струму короткого замикання на несправній шині, оскільки в цьому випадку кілька синхронних генераторів виводяться з експлуатації. Струм короткого замикання (розрахований за методом IEC 60909 у PSS/E) для різних випадків наведено в таблиці 2.5. Рівняння, яке використовується для розрахунку коефіцієнта SCC PV у таблиці 2.5, наведене у рівнянні (2.9) і показує відсоток внеску короткого замикання всіх сонячних

фотоелектричних установок у мережі відносно загального внеску короткого замикання на пошкодженій шині.

SCC PV коефіцієнт SCC забезпечується всіма сонячними фотоелектричними установками на несправній шині. Загальний SCC на несправній шині $\times 100$ %SCC PV співвідношення = SCC надається за все сонячний PV рослини в несправний автобус. Всього SCC в несправний автобус $\times 100\%$.

$$\text{SCC PV ratio} = \frac{\text{SCC provided by all solar PV plants at faulted bus}}{\text{Total SCC at faulted bus}} \times 100\% \text{ .9)}$$

Таблиця 2.5. – Струм короткого замикання на шині GT150-B

Справа	Випадок SCC 1 (кА)	Випадок SCC 2 (кА)	Випадок SCC 3 (кА)	Випадок SCC 4 (кА)
Загальний SCC	59,64	57.26	57.32	54.25
Загальний SCC PV	9.09	9.38	9.46	9,97
SCC PV коефіцієнт	15,25%	16,37%	16,50%	18,37%

Як показано в таблиці 2.5 , струм короткого замикання для випадку 1 є найвищим. Для цього випадку також видно, що коефіцієнт SCC PV є найнижчим. Отже, для чотирьох представлених випадків сонячні фотоелектричні установки роблять найменший внесок для випадку 1 відносно загального струму короткого замикання. Це також відображається при розгляді критичного часу очищення випадку 1 під час порівняння представлень Усі динамічні моделі та Усі від'ємні навантаження, оскільки для цього випадку спостерігається найменше зменшення. Іншими словами, сонячні фотоелектричні установки мають найменший вплив на перехідну стабільність через найнижчий коефіцієнт SCC PV у випадку 1. Крім того, для випадків 2 і 3 подібні результати спостерігаються для різних представлень, оскільки для цих випадків SCC PV співвідношення приблизно однакове. Для випадку 4 помітне

зниження перехідної стабільності спостерігається при порівнянні представлень Усі динамічні моделі та Усі від'ємні навантаження — реакція роторного кута представлена на рисунку 2.12, де показано, що амплітуда коливань кута ротора для всіх варіант негативного навантаження вищий порівняно з випадком усіх динамічних моделей. Ця збільшена різниця пояснюється тим фактом, що струм короткого замикання в цьому випадку зменшився (через непрацездатність певних синхронних генераторів), і, отже, внесок сонячних фотоелектричних установок у загальний струм короткого замикання є більш поширеним, оскільки вказується коефіцієнтом SCC PV для цього випадку.

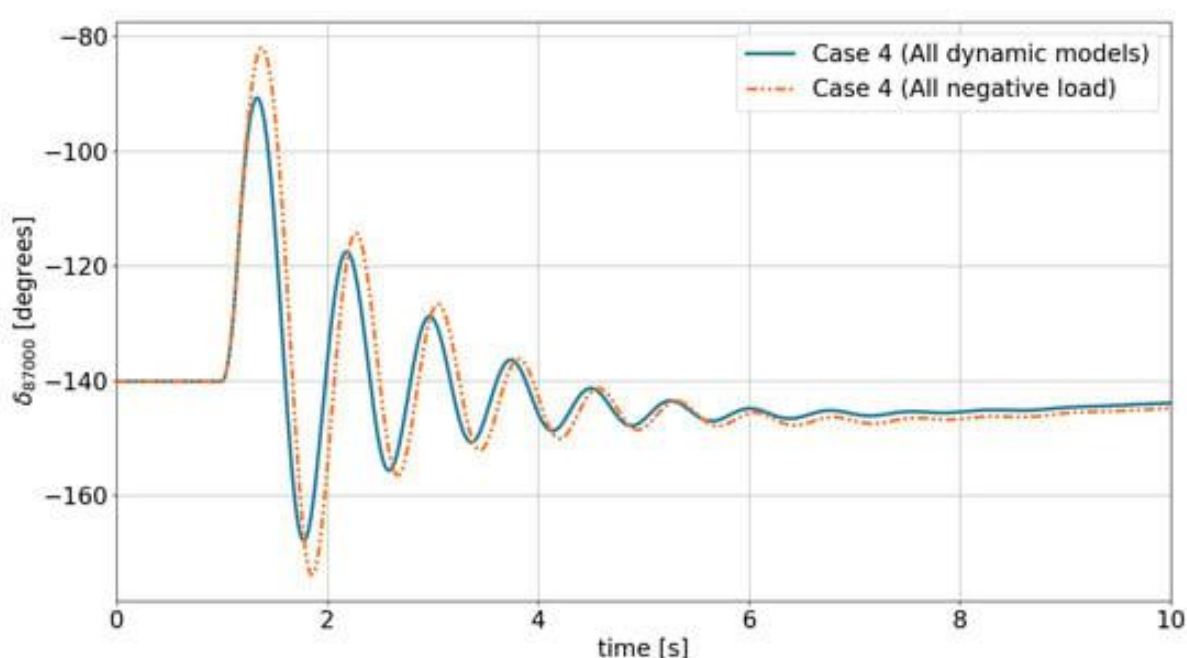


Рисунок 2.12. – Кут ротора SG на шині 87000 (2.FCT = 150 мс)

З результатів, наведених у таблиці 2.4, показано, що сонячні фотоелектричні установки справді впливають на стабільність перехідних процесів для цієї конкретної шини, оскільки стабільність перехідних процесів зменшується, якщо виключити динамічну поведінку сонячних фотоелектричних установок. Крім того, показано, що вплив сонячних фотоелектричних установок зростає, коли їхній внесок у струм короткого замикання збільшується по відношенню до загального струму короткого

замикання на пошкодженій шині — це виражається збільшенням коефіцієнта SCC PV.

Крім того, при порівнянні критичного часу очищення різних уявлень показано, що сонячні фотоелектричні установки, розташовані на несправній шині та іншій шині поблизу, справді забезпечують значний внесок у стабільність перехідних процесів, але не переважний. Оскільки інші сонячні фотоелектричні установки також сприяють перехідній стабільності. Ця різниця між внеском місцевих сонячних фотоелектричних установок і сонячних фотоелектричних установок, розташованих електрично далі від розлому, сильно залежить від потужності та розподілу сонячних фотоелектричних установок у двох різних областях.

Другий цікавий автобус Eerbeek, скорочено EBK150-A. Ця шина має підключену агреговану фотоелектричну систему та підключений до неї синхронний генератор, але не має великомасштабної фотоелектричної системи. Відповідні підключення шини EBK150-A наведено на рисунку 2.13. Подібно до прикладу GT150-B, синхронний генератор, близький до EBK150-A, мав фіксовану робочу точку в усіх випадках, а напруга на шині генератора була доведена до діапазону 0,01 о.е. у всіх випадках. Критичний час очищення для різних випадків на цій шині показано в таблиці 2.6.

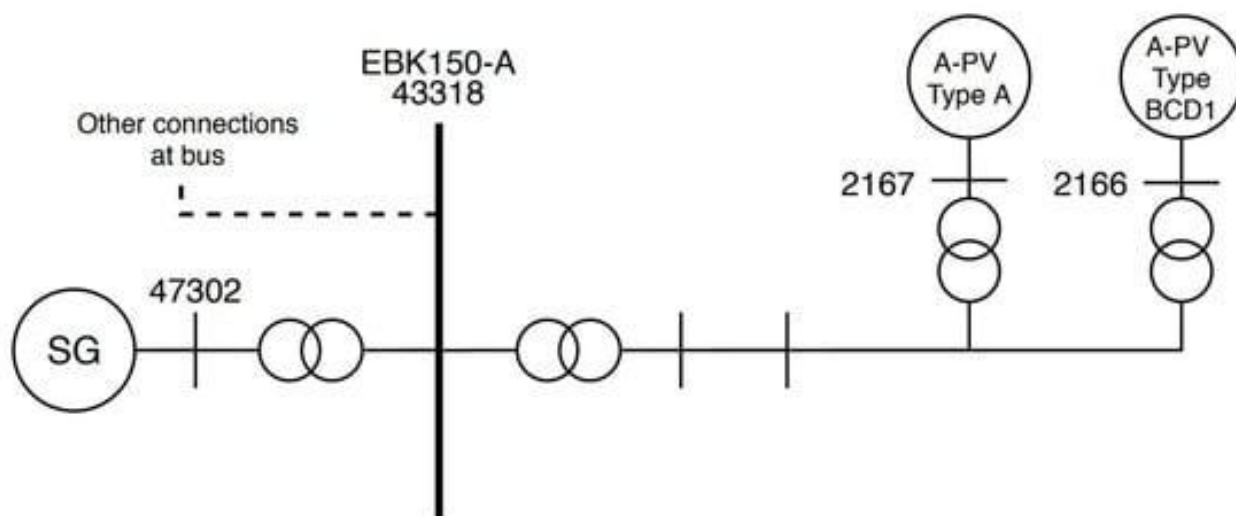


Рисунок 2.13. – Підключення на шині EBK150-A

Таблиця 2.6. – ССТ для несправності на шині ЕВК150-А

<i>Представництво</i>	Випадок ССТ 1 (мс)	Випадок ССТ 2 (мс)	Випадок ССТ 3 (мс)	Випадок ССТ 4 (мс)
Всі динамічні моделі	272	268	270	270
Все негативне навантаження	272	268	268	268
Динамічний локальний 1	272	268	268	268
Динамічний локальний 2	272	268	268	268

Результати, наведені в таблиці 2.6, різко відрізняються від результатів, представлених для GT150-B. У таблиці 2.6 видно, що критичний час очищення змінюється незначно або зовсім не змінюється для різних представлень і різних представлених випадків. Щоб краще зрозуміти, чому це так, струм короткого замикання на несправній шині наведено в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7. – Струм короткого замикання на шині ЕВК150-А

<i>Справа</i>	Випадок SCC 1 (кА)	Випадок SCC 2 (кА)	Випадок SCC 3 (кА)	Випадок SCC 4 (кА)
Загальний SCC	25.35	25.34	25.28	25.06
Загальний SCC PV	2.46	2.48	2.51	2.61
SCC PV коефіцієнт	9,70%	9,80%	9,94%	10,41%

По-перше, видно, що струм короткого замикання, наведений у таблиці 2.7, для різних випадків істотно не відрізняється. З цього можна зробити висновок, що синхронні генератори, які не працюють у різних випадках, не забезпечують жодного значного внеску в несправну шину. Крім того, у таблиці 2.6 показано, що критичні часи очищення незначно або зовсім не відрізняються для представлених представлень і випадків. Це пов'язано з тим, що внесок сонячних фотоелектричних установок від короткого замикання на цю шину є низьким — це виражається в низькому відсотковому відношенні коефіцієнта SCC PV. Іншими словами, ця територія не густо заселена сонячними фотоелектричними установками в безпосередній близькості, що призводить до невеликого внеску в струм короткого замикання сонячними фотоелектричними

установками, що, як наслідок, призводить до обмеженої ролі сонячних фотоелектричних установок у перехідних процесах. стабільність для цієї несправної шини.

Третій випадок, який буде проаналізовано, – це шина в Hengelo Boldershoek на рівні напруги 110 кВ, ця шина також називається HGLB110-B. Огляд важливих сполучень на цій шині наведено на рисунку 2.14.

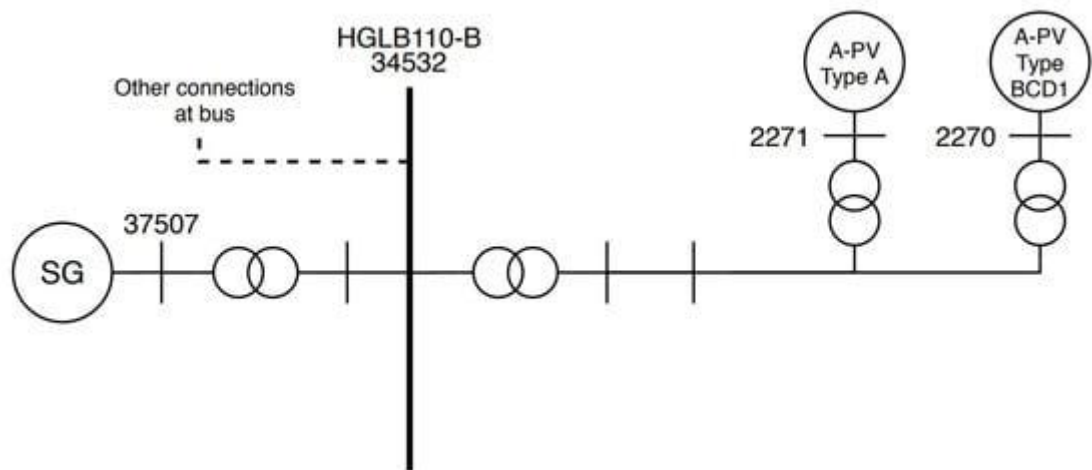


Рисунок 2.14. – Підключення на шині HGLB110-B

Критичний час очищення для чотирьох випадків наведено в таблиці 2.8. На цій шині подання Dynamic local 1 еквівалентне Dynamic local 2, оскільки жодні сонячні фотоелектричні установки не підключені до сусідніх шин шини HNGL110-B.

Таблиця 2.8. ССТ для несправності на шині HNGL110-B

<i>Представництво</i>	Випадок ССТ 1 (мс)	Випадок ССТ 2 (мс)	Випадок ССТ 3 (мс)	Випадок ССТ 4 (мс)
Всі динамічні моделі	322	320	320	322
Все негативне навантаження	320	315	317	317
Динамічний локальний 1	320	315	317	317
Динамічний локальний 2	320	315	317	317

Результати, наведені в таблиці 2.8, відповідають результатам, наданим для ЕВК150-А, оскільки критичний час очищення містить дуже незначні зміни для різних представлень. Це можна пояснити, знову ж таки, дивлячись на величину струму короткого замикання, що забезпечується в різних випадках, і величину, що забезпечується сонячними фотоелектричними установками, як показано в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9. – Струм короткого замикання на шині HNGL110-B

Справа	Випадок SCC 1 (кА)	Випадок SCC 2 (кА)	Випадок SCC 3 (кА)	Випадок SCC 4 (кА)
Загальний SCC	32.23	32.14	32.04	32.14
Загальний SCC PV	2.53	2.59	2.63	2.70
SCC PV коефіцієнт	7,86%	8,05%	8,20%	8,41%

Подібно до результатів, наданих для ЕВК150-А, для несправності на шині HGLB110-B показано, що на критичний час очищення майже не впливає наявність сонячних фотоелектричних установок. Однак для цієї шини внесок струму короткого замикання вищий, ніж у ЕВК150-А. Порівняно із загальним струмом короткого замикання середній внесок сонячних фотоелектричних установок дещо менший, як виражено коефіцієнтами SCC PV. Подібним чином, сонячні фотоелектричні установки мають обмежений вплив на перехідну стабільність на цій шині через невеликий внесок короткого замикання сонячних фотоелектричних установок.

Під час аналізу певні змінні, які впливають на перехідну стабільність (наприклад, напруга на шині генератора, робоча точка синхронного генератора), були встановлені на фіксовані значення або в межах певного діапазону, щоб спробувати виділити поведінку сонячних фотоелектричних установок на перехідну стабільність. Аналіз показав, що сонячні фотоелектричні установки відіграють важливу роль в одній зі змінних, що впливає на стабільність перехідних процесів, тобто струм короткого замикання

на пошкодженій шині. Можна зробити дві основні відмінності з точки зору співвідношення між загальним струмом короткого замикання та внеском струму короткого замикання від сонячних фотоелектричних установок:

- Високий коефіцієнт SCC PV. Перша відмінність, яку можна зробити, це для несправної шини, яка має високий коефіцієнт SCC PV, це означає, що частка короткого замикання сонячних фотоелектричних установок є високою відносно загального струму короткого замикання на несправний автобус. Такий приклад був наведений при оцінці автобуса GT150-B. У цьому досліджуваному випадку сонячні фотоелектричні установки помітно вплинули на стабільність перехідних процесів. Крім того, для вищих коефіцієнтів SCC PV, як у випадку 4, було показано, що стабільність перехідних процесів постраждала найбільше в цьому випадку, якщо виключити динамічну поведінку сонячних фотоелектричних установок, оскільки коефіцієнт SCC PV був найвищим.

- Низький коефіцієнт SCC PV. Друга відмінність, яку можна зробити, це для зони або несправної шини, яка має низький коефіцієнт SCC PV, що означає, що величина внеску короткого замикання сонячних фотоелектричних установок низька порівняно із загальним струмом короткого замикання на несправному автобусі. Прикладами випадків із низьким коефіцієнтом PV SCC є EBK150-A та HGLB110-B. Для цих випадків було показано, що низький внесок у загальний струм короткого замикання сонячних фотоелектричних установок призвело до того, що вони практично не впливали на перехідну стабільність.

Дивлячись у майбутнє, мережі енергосистем продовжуватимуть поступово відмовлятися від синхронних генераторів і додавати відновлювані джерела енергії, такі як сонячні фотоелектричні установки. Отже, струм короткого замикання в різних регіонах зменшиться, оскільки синхронні генератори забезпечують значно більший струм короткого замикання порівняно з відновлюваними джерелами енергії. Це загальне зниження струму короткого замикання та збільшення внеску струму короткого замикання сонячними фотоелектричними установками призведе до багатьох територій до більш

високих коефіцієнтів SCC PV, і, таким чином, сонячні фотоелектричні установки (та інші ВДЕ) матимуть постійно зростаючий вплив на перехідні процеси. стабільність.

Наведені вище зауваження свідчать про вплив сонячних фотоелектричних установок на перехідну стабільність. Також важливо підкреслити, коли спостерігається значне зниження перехідної стабільності. Якщо загальний струм короткого замикання на несправній шині значною мірою сприяють синхронні генеруючі блоки, то для певних ситуацій, коли синхронні генеруючі блоки виводяться з експлуатації, струм короткого замикання на такій шині може значно зменшитися, що потенційно призведе до шкідливого впливу на перехідну стабільність. Крім того, якщо несправність виникає на шині поблизу синхронної генеруючої установки, яка містить низький струм короткого замикання, можуть виникнути проблеми зі стабільністю перехідних процесів, коли така синхронна генеруюча установка працює у високій робочій точці (близько до межі активної потужності та нижче). - схвильований).

2.3.5. Поліпшення перехідної стабільності

В даній частині роботи проаналізовані методи покращення стійкості до перехідних процесів:

- Область граничної роботи синхронного генератора
- Додавання пристроїв реактивної компенсації
- Зменшення реактивного опору між синхронним генератором і несправною шиною

Робоча точка синхронного генератора: Робоча точка синхронного генератора відіграє важливу роль у перехідній стабільності. Щоб проілюструвати цю думку, слід оцінити GT150-B (з'єднання на цій шині показано на рисунку 2.11), і робоча точка синхронного генератора поблизу буде змінена. Щоб дослідити вплив робочої точки синхронного генератора на

стабільність перехідних процесів, був використаний випадок 2. Максимальна вихідна активна потужність ($P_{\max}$) і базова потужність МВА генератора на шині 87000 поблизу GT150-B дорівнюють 650 МВт і 812,50 МВА відповідно. Різні робочі точки та відповідні критичні часи очищення наведені в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10. – Робочі точки синхронного генератора на шині 87000

SG на автобусі 87000	P (МВт)	Q (Мвар)	ССТ (мс)
Робоча точка 1	620	90,00	274
Робоча точка 2	620	0,00	256
Робоча точка 3	620	-45,00	242
Робоча точка 4	450	30.00	387
Робоча точка 5	450	-30.00	359
Робоча точка 6	250	0	>400

У таблиці 2.10 видно, що критичний час очищення для робочих точок 1–3 дає найнижчий критичний час очищення порівняно з іншими випадками. Для цих робочих точок змінювалася лише вихідна реактивна потужність синхронного генератора, тоді як вихідна активна потужність близька до своєї межі. Ці робочі точки дають найменший критичний час очищення, оскільки кут ротора знаходиться у вищій робочій точці, що дає менший запас для перехідної стабільності. У цих випадках це пов'язано з високою кількістю активної потужності, яка генерується відносно $P_{\max}$ генератора. Крім того, також видно, що критичний час очищення для робочої точки 3 є найгіршим. Таким чином, синхронний генератор є найбільш критичним, коли присутня комбінація великої кількості генерації активної потужності та генератора з недостатнім збудженням. Подібні висновки можна зробити, дивлячись на робочі точки 4 і 5, де видно, що генератор із недостатнім збудженням значно зменшує критичний час очищення. З іншого боку, видно, що генерація активної потужності не така

висока порівняно з робочими точками 1-3, і, отже, критичний час очищення не такий низький. На завершення показано, що стабільність перехідних процесів сильно залежить від робочої точки синхронного генератора. Крім того, робоча точка генератора має найбільш значний вплив на стабільність перехідних процесів, коли генерація активної потужності близька до своїх меж, а генератор недостатньо збуджений. Отже, для критичних зон, де синхронним генераторам загрожує втрата синхронізму, можна встановити обмеження для синхронних генераторів поблизу таких відповідних зон щодо виробництва активної потужності та вихідної реактивної потужності для покращення стабільності перехідних процесів.

Додавання пристрою реактивної компенсації: як показано в аналізі, струм короткого замикання на пошкодженій шині має значний вплив на стабільність перехідних процесів. Щоб проілюструвати це явище, розглядається випадок 2 на шині ЕВК150-А без і з додаванням реактивного компенсаційного пристрою. Пристрій реактивної компенсації додано до шини високої напруги, в даному випадку до шини ЕВК150-А. Доданий пристрій реактивної компенсації має потужність 500 МВА. Критичний час очищення цих двох випадків наведено в таблиці 2.11.

Таблиця 2.11. – ССТ з і без синхронного конденсатора

Справа	ССТ (мс)
Без SC	268
з SC	293

Як показано в таблиці 2.11, критичний час очищення для випадку з реактивним компенсаційним пристроєм збільшився порівняно з випадком без. Це пов'язано з додатковим внеском струму короткого замикання від доданого пристрою. Прикладом таких пристроїв є синхронні конденсатори або статичні компенсатори (STATCOM). Нарешті, було показано, що додавання реактивного

компенсаційного пристрою, такого як синхронний конденсатор або STATCOM, загальний струм короткого замикання на пошкодженій шині збільшується, отже, покращується перехідна стабільність. Крім того, такі пристрої також сприяють підтримці напруги.

Зменшення реактивного опору: Іншим методом покращення стабільності перехідних процесів, хоча й дуже витратним, є зменшення реактивного опору ліній/кабелів або трансформатора між критичним синхронним генератором і пошкодженою шиною. Щоб продемонструвати це, було розглянуто автобус GT150-B і випадок 2. Була внесена зміна шляхом зменшення реактивного опору лінії між синхронним генератором на шині 87000 і несправною шиною GT150-B. Початковий і модифікований реактивний опір і отриманий критичний час очищення для двох випадків наведено в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12. Модифікований реактивний опір і ККТ досліджуваних випадків.

<i>Справа</i>	<i>X (pu)</i>	<i>ССТ (мс)</i>
Початковий реактивний опір	0,001430	274
Змінений реактивний опір	0,0004	279

Як показано в таблиці 2.12, за рахунок зменшення реактивного опору між синхронним генератором і несправною шиною критичний час очищення збільшується. Це можна пояснити, дивлячись на рівняння передачі потоку потужності, показане в рівняннях (2.10) і (2.11).

$$P = \frac{V_r \times V_s}{X} \cdot \sin\delta \quad (2.10)$$

$$Q = \frac{V_r}{X} (V_s \cdot \cos\delta - V_r) \quad (2.11)$$

Як показано в рівняннях (2.10) і (2.11), реактивний опір обернено пропорційний кількості переданої активної та реактивної потужності. Отже,

при зменшенні реактивного опору лінії від синхронного генератора до несправної шини відбуваються менші втрати реактивної потужності, коли реактивний опір зменшується, що призводить до більш високого внеску короткого замикання на несправній шині та, таким чином, покращує перехідний процес. стабільність. Насправді цього можна досягти двома методами,

- Замінивши лінію/кабель від синхронного генератора до несправної шини на лінію/кабель із меншим реактивним опором. Ця альтернатива є дуже дорогою та не забезпечує жодних прямих переваг, крім покращеної надійності та пропускної здатності доданої лінії. Однак, оскільки лінію буде повністю замінено, замінена лінія/кабель може мати низький реактивний опір.

- Шляхом додавання паралельної лінії від синхронного генератора до несправного таким чином, що еквівалентний реактивний опір зменшується. Ця альтернатива пропонує резервування та можливість розподілити передачу на дві лінії. Однак, оскільки еквівалентний реактивний опір також є функцією існуючої лінії/кабелю, це створює обмеження для зменшення еквівалентного реактивного опору.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

У цьому дослідженні пропонується метод отримання стандартного набору параметрів для представлення великомасштабних і агрегованих сонячних фотоелектричних установок для усунення прогалини в дослідженнях, пов'язаної з відсутністю прийнятних наборів параметрів для представлення сонячних фотоелектричних установок.

Вибір динамічних моделей для представлення загальної поведінки великомасштабних фотоелектричних і агрегованих сонячних фотоелектричних установок було призначено для великомасштабної фотоелектричної моделі та моделі DER_A відповідно. Параметри моделей, які відповідають вимогам підключення до мережі, були визначені зазначеними вимогами — такими важливими параметрами є посилення реактивного струму та зона нечутливості інжекції реактивного струму. Параметрам, які залежать від виробника, було присвоєно значення існуючих сонячних фотоелектричних установок у голландській мережі. Крім того, певні параметри не мали впливу на динамічну поведінку фотоелектричної системи, їм призначалися типові значення. Нарешті, для решти параметрів було об'єднано дослідження параметричної чутливості та дослідження літератури, щоб призначити ці значення. За допомогою вищезазначених кроків було досягнуто повного набору параметрів для великомасштабної фотоелектричної моделі та моделі DER_A. Варто зазначити, що аналіз чутливості параметра може бути виконаний більш складним способом, шляхом налаштування на основі оптимізації; такий метод може бути здійснений як розширення цього дослідження.

ВИСНОВКИ Й РЕКОМЕНДАЦІЇ

В рамках магістерської роботи проведено аналіз динамічних моделей, які можуть представляти сонячні фотоелектричні установки, коротке обговорення вимог до підключення до мережі в Нідерландах і пропозицію стандартного набору параметрів для представлення сонячних фотоелектричних установок. Наведено методи оцінки, які використовуються для аналізу перехідної стабільності. Крім того, обговорюються результати моделювання та аналіз. Мережа високої напруги TSO Нідерландів, TenneT TSO BV, аналізується на основі стабільності перехідних процесів шляхом оцінки областей інтересу.

Аналіз перехідної стабільності проводився таким чином, щоб виділити вплив струму короткого замикання на перехідну стійкість. Це було досягнуто шляхом оцінки певної шини та налаштування синхронного генератора поблизу цієї шини на фіксовану робочу точку в усіх випадках. Крім того, напруга цієї генераторної шини була доведена до діапазону 0,01 о.е. Ці зміни внесено виключно для оцінки впливу струму короткого замикання на несправній шині на стабільність перехідних процесів. У результаті аналізу було зроблено висновок, що вплив сонячних фотоелектричних установок (2.на автобусі біля синхронного генератора) на стабільність перехідних процесів переважно визначається рівнянням співвідношення SCC PV. Це співвідношення визначило величину внеску короткого замикання сонячними фотоелектричними установками відносно загального струму короткого замикання на пошкодженій шині. Коли це співвідношення стало вищим, сонячні фотоелектричні установки почали мати більший вплив на перехідну стабільність. З іншого боку, коли коефіцієнт SCC PV був низьким, було показано, що сонячні фотоелектричні установки мали мінімальний вплив на перехідну стабільність. Оскільки сонячні фотоелектричні установки додаються до енергетичних систем, а синхронні генеруючі блоки виводяться з експлуатації, все більше областей матимуть тенденцію до високих коефіцієнтів SCC PV, отже, вплив сонячних

фотоелектричних установок на стабільність перехідних процесів лише зростатиме.

Крім того, запропоновані методи покращення перехідної стабільності обмежують робочу область критичних синхронних генераторів, збільшують струм короткого замикання на певній шині чи області шляхом додавання синхронного конденсатора або STATCOM і зменшують реактивний опір між критичним синхронним генератором і несправним генератором.

СПИСОК ПОСИЛАНЬ

1. Конституція України: Конституція України; Верховна Рада України від 28.06.1996 № 254к/96-ВР // База даних «Законодавство України» / 45 Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/254%D0%BA/96-%D0%B2%D1%80>.
2. Омельченко Володимир. Сектор відновлюваної енергетики України до, під час та після війни. Центр Разумкова. 2022. URL: <https://razumkov.org.ua/statti/sektor-vidnovlyuvanoyi-energetyky-ukrayiny-do-pidchas-ta-pislya-viyny>.
3. Про Концепцію діяльності органів виконавчої влади у забезпеченні енергетичної безпеки України : Постанова Кабінету Міністрів України від 19.01.1998 № 48 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/48-98-%D0%BF/>
4. Про нафту і газ : Закон України від 12.07.2001 № 2665-III URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/2665-14>.
5. Про Національний план дій з енергоефективності на період до 2030 року : Розпорядження Кабінету Міністрів України; План, Заходи від 12.2021 № 1803-р // База даних «Законодавство України» / Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/1803-2021-%D1%80>.
6. Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг : Закон України від 22.09.2016 № 1540-VIII // База даних «Законодавство України» / Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/1540-19>.
7. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/2019-19>.
8. Про схвалення Концепції впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року : Розпорядження Кабінету Міністрів України; Концепція, План, Заходи від 14.10.2022 № 908-р // База даних «Законодавство України» / Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/908-2022-%D1%80> .
9. Про схвалення Плану розвитку системи передачі на 2021-2030 роки: Постанова; Нацком.енергетики, ком.послуг від 20.01.2021 № 57 // База даних

- «Законодавство України» / Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/v0057874-21>.
10. Паливно-енергетичний комплекс України на порозі третього тисячоліття [За заг. ред. А.К. Шидловського, М.П. Ковалка]. – К.: УЕЗ, – 2001. – 398 с.
 11. Харазішвілі Ю. М., Дронь Є. В. Адаптивний підхід до визначення стратегічних орієнтирів економічної безпеки України. Економіка України. 2014. № 5. С. 28–45.
 12. Харазішвілі Ю. М. Системна безпека сталого розвитку: інструментарій оцінки, резерви та стратегічні сценарії реалізації : монографія / НАН України, Ін-т економіки промислості. Київ, 2019. 304 с.
 13. Харазішвілі Ю. М., Дронь Є. В. Проблеми інтегрального оцінювання рівня економічної безпеки держави. Банківська справа. 2015. № 1 (133). С. 3–21.
 14. Прокіп А. В. Сталість енергетичної безпеки. Теоретико-методологічні засади досягнення. Київ : ВД «Києво-Могилянська академія», 2018. 390 с.
 15. Глобальна енергетична трансформація: дорожня карта до 2050 року. URL: <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition> (дата звернення: 21.01.2020).
 16. Про Цілі сталого розвитку України на період до 2030 року: Указ Президента України від 30.09.2019 № 722/2019. URL: <https://www.president.gov.ua/documents/7222019-29825> (дата звернення: 24.07.2020).
 17. Енергетична безпека України: методологія системного аналізу та стратегічного планування : аналіт. доп. / [Суходоля О. М., Харазішвілі Ю. М., Бобро Д. Г., Сменковський А. Ю., Рябцев Г. Л., Завгородня С. П.] ; за заг. ред. О. М. Суходолі. – Київ : НІСД, 2020. – 178 с.
 18. Лір В. Е. Імперативи та детермінанти енергетичної політики сталого розвитку : монографія / НАН України, ДУ «Ін-т екон. та прогнозув. НАН України». Київ, 2018. 488 с.

19. Енергетична зброя у геополітичній стратегії Росії : аналіт. доп. / О. Суходоля. Київ : НІСД, 2020. 128 с. URL: https://niss.gov.ua/sites/default/files/2020-06/suchodolya_e-book-1.pdf (дата звернення: 26.11.2020).
20. World Energy Outlook 2019. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019#introduction> (дата звернення: 21.01.2020).
21. Qin, D.; Manning, M.; Chen, Z.; Marquis, M.; Averyt, K.; Tignor, M.; Miller, H. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. In Climate Change 2007: The Physical Science Basis; Cambridge University Press: New York, NY, USA, 2007; pp. 12–17. [[Google Scholar](#)]
22. NASA Team. Global Surface Temperature. 2019. Available online: <https://climate.nasa.gov/vital-signs/global-temperature/> (accessed on 13 August 2020).
23. Butler, C.D. Climate change, health and existential risks to civilization: A comprehensive review (1989–2013). Int. J. Environ. Res. Public Health 2018, 15, 2266. [[Google Scholar](#)] [[CrossRef](#)] [[PubMed](#)] [[Green Version](#)]
24. Ruysenaars, P.; Coenen, P.; Zijlema, P.; Arets, E.; Baas, K.; Dröge, R.; Geilenkirchen, G.; T Hoen, M.; Honig, E.; Huet, B. Greenhouse Gas Emissions in the Netherlands 1990–2017: National Inventory Report 2019; National Institute for Public Health and the Environment: Bilthoven, The Netherlands, 2019; pp. 58–59.
25. Akpan, U.; Akpan, G. The contribution of energy consumption to climate change: A feasible policy direction. Int. J. Energy Econ. Policy 2011, 2, 21–33. [[Google Scholar](#)]
26. United Nations. Paris Agreement. UNFCCC. 2015. Available online: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf (accessed on 12 August 2020).
27. Klimaatakkoord. 2019. Available online: <https://www.klimaatakkoord.nl/documenten/publicaties/2019/06/28/klimaatakkoord> (accessed on 13 August 2020).

28. Eguia, P.; Etxegarai, A.; Torres, E.; Martín, J.; Albizu, I. Use of generic dynamic models for photovoltaic plants. *Renew. Energy Power Qual. J.* 2015, 368–373. [[Google Scholar](#)] [[CrossRef](#)]
29. Yamashita, K.; Renner, H.; Martinez Villanueva, S.; Vennemann, K.; Martins, J.; Aristidou, P.; Van Cutsem, T.; Song, Z.; Lammert, G.; Pabon, L.; et al. Modelling of Inverter-Based Generation for Power System Dynamic Studies. 2018, Volume 298, pp. 81–87. Available online: <http://cired.net/uploads/default/files/727-web.pdf> (accessed on 17 August 2020).
30. Lammert, G.; Yamashita, K.; Renner, H.; Martinez, S.; Pourbeik, P.; Ciausiu, F.; Pabon, L.; Braun, M. International industry practice on modelling and dynamic performance of inverter based generation in power system studies. *CIGRE Sci. Eng.* 2017, 8, 25–37. [[Google Scholar](#)]
31. Breithaupt, T.; Herwig, D.; Hofmann, L.; Mertens, A.; Meyer, R.; Farrokhseresht, N.; Tuinema, B.; Wang, D.; Rueda Torres, J.; Ruberg, S.; et al. Deliverable D1.1 Report on Systemic Issues; MIGRATE Project Consortium: Bayreuth, Germany, 2016; p. 137. [[Google Scholar](#)]
32. Boemer, J.; Burges, K.; Nabe, C.; Pöller, M. All Island TSO Facilitation of Renewables Studies; Eirgrid: Dublin, Ireland, 2010. [[Google Scholar](#)]
33. Oh, S.; Shin, H.; Cho, H.; Lee, B. Transient impact analysis of high renewable energy sources penetration according to the future korean power grid scenario. *Sustainability* 2018, 10, 4140. [[Google Scholar](#)] [[CrossRef](#)] [[Green Version](#)]
34. Mohamed, S.R.; Jeyanthi, P.A.; Devaraj, D. Investigation on the impact of high-penetration of PV generation on transient stability. In *Proceedings of the 2017 IEEE International Conference on Intelligent Techniques in Control, Optimization and Signal Processing (INCOS)*, Srivilliputhur, India, 23–25 March 2017; pp. 1–6. [[Google Scholar](#)]
35. Lammert, G. Modelling, Control and Stability Analysis of Photovoltaic Systems in Power System Dynamic Studies. Ph.D. Thesis, University of Kassel, Kassel, Germany, 2019. [[Google Scholar](#)]

36. Göksu, Ö.; Sorensen, P.; Fortmann, J.; Morales, A.; Weigel, S.; Pourbeik, P. Compatibility of IEC 61400-27-1 Ed 1 and WECC 2nd Generation Wind Turbine Models. In Proceedings of the International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, Vienna, Austria, 15–17 November 2016. [[Google Scholar](#)]
37. Pourbeik, P.; Sanchez-Gasca, J.J.; Senthil, J.; Weber, J.D.; Zadehkhosht, P.S.; Kazachkov, Y.; Tacke, S.; Wen, J.; Ellis, A. Generic dynamic models for modeling wind power plants and other renewable technologies in large-scale power system studies. *IEEE Trans. Energy Convers.* 2017, 32, 1108–1116. [[Google Scholar](#)] [[CrossRef](#)]
38. WECC Renewable Energy Modeling Task Force. Central Station PV Plant Model Validation Guideline. 2015. Available online: <https://www.wecc.org/Reliability/Central%20Station%20Photovoltaic%20Power%20Plant%20Model%20Validation%20Guideline%20June%2017%202015.pdf> (accessed on 24 August 2020).
39. WECC Renewable Energy Modeling Task Force. Solar Photovoltaic Power Plant Modeling and Validation Guideline. 2019. Available online: <https://www.wecc.org/Reliability/Solar%20PV%20Plant%20Modeling%20and%20Validation%20Guideline.pdf> (accessed on 24 August 2020).
40. Lammert, G.; Ospina, L.D.P.; Pourbeik, P.; Fetzer, D.; Braun, M. Implementation and validation of WECC generic photovoltaic system models in DIgSILENT PowerFactory. In Proceedings of the 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, USA, 17–21 July 2016; pp. 1–5. [[Google Scholar](#)] [[CrossRef](#)]
41. Eguia, P.; Etxegarai, A.; Torres, E.; San Martin, J.I.; Albizu, I. Modeling and validation of photovoltaic plants using generic dynamic models. In Proceedings of the 2015 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), Taormina, Italy, 16–18 June 2015; pp. 78–84. [[Google Scholar](#)] [[CrossRef](#)]

42. Machlev, R.; Batushansky, Z.; Soni, S.; Chadliev, V.; Belikov, J.; Levron, Y. Verification of utility-scale solar photovoltaic plant models for dynamic studies of transmission networks. *Energies* 2020, 13, 3191. [[Google Scholar](#)] [[CrossRef](#)]
43. WECC Renewable Energy Modeling Task Force. Generic Solar Photovoltaic System Dynamic Simulation Model Specification; Sandia National Laboratories: Albuquerque, NM, USA; Livermore, CA, USA, 2012.
44. Ramasubramanian, D.; Alvarez-Fernandez, I.; Mitra, P.; Gaikwad, A.; Boemer, J.C. The New Aggregated Distributed Energy Resources (der_a) Model for Transmission Planning Studies: 2019 Update; Electric Power Research Institute (EPRI): Washington, DC, USA, 2019. [[Google Scholar](#)]
45. North American Electric Reliability Corporation (NERC). Reliability Guideline Parameterization of the DER_A Model; North American Electric Reliability Corporation (NERC): Atlanta, GA, USA, 2019. [[Google Scholar](#)]
46. Elliott, R.T.; Ellis, A.; Pourbeik, P.; Sanchez-Gasca, J.J.; Senthil, J.; Weber, J. Generic photovoltaic system models for WECC—A status report. In Proceedings of the IEEE PES General Meeting, Denver, CO, USA, 26–30 July 2015; pp. 1–5. [[Google Scholar](#)] [[CrossRef](#)]
47. WECC Renewable Energy Modeling Task Force. WECC Solar Plant Dynamic Modeling Guidelines. 2014. Available online: <https://www.wecc.org/reliability/wecc%20solar%20plant%20dynamic%20modeling%20guidelines.pdf> (accessed on 28 August 2020).
48. Pourbeik, P.; Weber, J.; Ramasubramanian, D.; Sanchez-Gasca, J.; Senthil, J.; Zadkhast, P.; Boemer, J.; Gaikwad, A.; Green, I.; Tacke, S.; et al. An Aggregate Dynamic Model for Distributed Energy Resources for Power System Stability Studies. *CIGRE Sci. Eng.* 2019, 14, 38–48. [[Google Scholar](#)]
49. Boemer, J. On Stability of Sustainable Power Systems: Network Fault Response of Transmission Systems with Very High Penetration of Distributed Generation. Ph.D. Thesis, Delft University of Technology, Delft, The Netherlands, 2016. [[Google Scholar](#)] [[CrossRef](#)]

50. Commission Regulation (EU). Establishing a network code on requirements for grid connection of generators. Off. J. Eur. Union 2016, 112, 1–68. [[Google Scholar](#)]
51. De Autoriteit Consument en Markt. Netcode Elektriciteit. 2016. Available online: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0037940/2018-12-22> (accessed on 2 September 2020).
52. Netbeheer Nederland. Netcode Elektriciteit met Onderhanden Zijnde Codewijzigingenvoorstellen. 2019. Available online: https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/E02_-_Netcode_elektriciteit_112.pdf (accessed on 2 September 2020). (In Dutch).
53. Lammert, G.; Premm, D.; Ospina, L.D.P.; Boemer, J.C.; Braun, M.; Van Cutsem, T. Control of photovoltaic systems for enhanced short-term voltage stability and recovery. IEEE Trans. Energy Convers. 2019, 34, 243–254. [[Google Scholar](#)] [[CrossRef](#)] [[Green Version](#)]

Додаток А

Пропонований набір параметрів для великомасштабної фотоелектричної моделі наведено нижче в таблиці А1, таблиці А2 та таблиці А3.

Таблиця А1. Параметри модуля REGC_A великомасштабної фотоелектричної моделі.

Параметр	опис	одиниця	Значення
Tg	Постійна часу перетворювача	с	0,005
Rrpwr	Обмеження швидкості зміни логіки живлення низької напруги (LVPL).	pu	10,0
Brkpt	Характеристика напруги LVPL 2	pu	0,70
Zeroh	Характеристика напруги LVPL 1	pu	0,10
Lvpl1	посилення LVPL	pu	0
Bolim	Межа напруги для керування реактивним струмом високої напруги	pu	2
Lvpnt1	Точка високої напруги для керування активним струмом низької напруги	pu	0,8
Lvpnt0	Точка низької напруги для керування активним струмом низької напруги	pu	0
Ionim	Обмеження струму для керування реактивним струмом високої напруги (вказано як від'ємне значення)	pu	-1,1
Tfltr	Постійна часу фільтра напруги для керування активним струмом низької напруги	с	0,01
xv	Коефіцієнт посилення компенсації перенапруги використовується в реактивному струмі високої напруги	—	0
Iqmax	Верхня межа швидкості зміни реактивного струму	pu	99,0
Iqmin	Нижня межа швидкості зміни реактивного струму	pu	99,0
Прискорення	коефіцієнт прискорення ($0 < \text{Accel} \leq 1$)	—	1

Таблиця А2. Параметри модуля REEC_B великомасштабної фотоелектричної моделі

Параметр	опис	одиниця	Значення
Vdip	Напруга спрацьовування в умовах низької напруги	pu	0,90
Vup	Напруга спрацьовування в умовах високої напруги	pu	1.10
Trv	Постійна часу фільтра напруги	с	0,01
dbd1	Зона нечутливості перенапруги для інжекції реактивного струму	pu	-0,1
dbd2	Зона нечутливості зниженої напруги для інжекції реактивного струму	pu	0,1
Kqv	Коефіцієнт посилення інжекції реактивного струму	pu	5
Iqh1	Максимальна інжекція реактивного струму	pu	1
Iql1	Мінімальна інжекція реактивного струму	pu	-1
Vref0	Визначене користувачем посилання (якщо 0, модель ініціалізує його початковою напругою на клемі)	pu	0
Tr	Постійна часу фільтра для електроенергії	с	0,01
QMax	обмеження для регулятора реактивної потужності	pu	0,6
QMin	обмеження для регулятора реактивної потужності	pu	-0,6
VMAX	Макс. обмеження для контролю напруги	pu	1.1
VMIN	Хв. обмеження для контролю напруги	pu	0,9
Kqr	Регулятор реактивної потужності пропорційного посилення	pu	10
Kqi	Інтегральне посилення регулятора реактивної потужності	pu	0,1
Kvr	Регулятор напруги пропорційного посилення	pu	0,1
Kvi	Інтегральне посилення регулятора напруги	pu	0
Tiq	Стала часу регулятора реактивного струму	с	0,01
dPmax	(>0) Еталонна потужність макс. швидкість підвищення	о.е./с	10
dPmin	(<0) Опорна потужність мін. швидкість підвищення	о.е./с	-10
PMAX	Макс. обмеження потужності	pu	1
PMIN	Хв. обмеження потужності	pu	0
Imax	Максимальне обмеження загального струму перетворювача	pu	1.1
Tпорд	Постійна часу фільтра потужності	с	0,01

Таблиця А3. Параметри модуля REPC_A великомасштабної фотоелектричної моделі.

Параметр	опис	одиниця	Значення
Tfiltr	Постійна часу фільтра вимірювання напруги або реактивної потужності	с	0,01
Kp	Пропорційне посилення ПІ-регулювання реактивної потужності	pu	0,1
Ki	Інтегральне посилення ПІ-регулювання реактивної потужності	pu	0,15
Tft	Константа часу виконання	с	0,05
Tfv	Постійна часу затримки	с	0
Vfrz	Напруга, нижче якої стан s2 заморожено	pu	0
Rc	Опір компенсації падіння лінії	pu	0
Xc	Реактивний опір компенсації падіння лінії	pu	0
Kc	Коефіцієнт компенсації реактивного струму	pu	0,33
емакс	верхня межа вихідної зони нечутливості	pu	1
емін	нижня межа вихідної зони нечутливості	pu	-1
dbd1	нижній поріг для зони нечутливості регулювання реактивної потужності (≤ 0)	pu	-0,005
dbd2	верхній поріг для зони нечутливості регулювання реактивної потужності (≥ 0)	pu	0,005
Qмакс	Верхня межа виходу V/Q-контролю	pu	0,4
Qмін	Нижня межа виходу V/Q-контролю	pu	-0,4
Kpg	Пропорційне посилення для керування потужністю	pu	0,04
Kpg	Пропорційне посилення для керування потужністю	pu	0,04
Kir	Пропорційне посилення для керування потужністю	pu	0,08
Tr	Постійна часу фільтра вимірювання реальної потужності	с	0,05
fdbd1	Зона нечутливості для регулювання частоти, нижній поріг (≤ 0)	Гц	0
fdbd2	Зона нечутливості для регулювання частоти, верхній поріг (≥ 0)	Гц	0
фемакс	частотна помилка верхня межа	pu	1
фемін	нижня межа помилки частоти	pu	-1
Pмакс	верхня межа опорної потужності	pu	1
Pмін	нижня межа опорної потужності	pu	0
Tg	Постійна часу затримки контролера живлення	с	0,1
Ddn	падіння для умов перевищення частоти	pu	20
Дуп	падіння для умов низької частоти	pu	0

Пропонований набір параметрів для моделі DER_A наведено нижче в таблиці А4

Таблиця А4. Модель набору параметрів DER_A.

Параметр	опис	одиниця	Значення
Trv	постійна часу вимірювального перетворювача напруги	с	0,01
Trf	постійна часу вимірювального перетворювача частоти	с	0,01
dbd1	нижча зона нечутливості напруги (≤ 0)	pu	-0,1
dbd2	верхня зона нечутливості напруги ($\geq$)	pu	0,1
Kqv	пропорційне посилення регулювання напруги	pu	[0 2 5]
Vref0	задане користувачем значення напруги	pu	0
Tr	постійна часу вимірювального перетворювача потужності	с	0,01
Tiq	Q-регулююча стала часу	с	0,01
Ddn	взаємне падіння для умов перевищення частоти (< 0)	pu	20
Дуп	зворотне падіння для умов зниження частоти (> 0)	pu	0
fdbd1	зона нечутливості для регулювання частоти, нижній поріг	Гц	0
fdbd2	зона нечутливості для регулювання частоти, верхній поріг	Гц	0
фемакс	частотна помилка верхня межа	Гц	1
фемін	нижня межа помилки частоти	Гц	-1
PMAX	Обмеження максимальної потужності	pu	1
PMIN	Обмеження мінімальної потужності	pu	0
dPmax	Максимальна швидкість підвищення опорної потужності (> 0)	о.е./с	99
dPmin	Мінімальна швидкість еталонної потужності (< 0)	о.е./с	-99
Тпорд	Постійна часу фільтра потужності	с	0,01
Kpg	Пропорційне посилення ПІ-регулятора	pu	0,1
Kir	Інтегральне посилення ПІ-регулятора	pu	10
Imax	Максимальний струм перетворювача	pu	1.1
vI0	точка розриву напруги інвертора для відключення низької напруги	pu	0,7
vI1	точка розриву напруги інвертора для відключення низької напруги ($vI1 \geq vI0$)	pu	0,7
vh0	точка розриву напруги інвертора для відключення високої напруги	pu	1.1

vh1	точка розриву напруги інвертора для відключення високої напруги ($vh1 \leq vh0$)	pu	1.1
tvI0	таймер відключення низької напруги, що відповідає напрузі vI0	c	0,2
tvI1	таймер відключення низької напруги, що відповідає напрузі vI1	c	0,2
tvh0	таймер відключення високої напруги, що відповідає напрузі vh0	c	2
tvh1	таймер відключення високої напруги, що відповідає напрузі vh1	c	2
Vfrac	частка пристрою, яка відновлюється після повернення напруги в межах $vI1 < V < vh1$ ($0 \leq Vfrac \leq 1$)	—	1
пов	точка переривання частоти інвертора для відключення низької частоти	Гц	47.5
fh	точка переривання частоти інвертора для відключення високої частоти	Гц	51.5
tfl	таймер відключення низької частоти, що відповідає частоті fl	c	2
tfh	високочастотний таймер відключення, що відповідає частоті fh	c	2
Tg	постійна часу поточного керування (для представлення поведінки внутрішніх контурів керування) (>0)	c	0,005
rrpwr	швидкість підвищення реальної потужності після несправності	о.е./с	10
телевізор	постійна часу на виході помножувача	c	0,01
Bпр	напруга, нижче якої частотне відключення вимкнено	pu	0,3
Iqhl	верхня межа інжекції реактивного струму	pu	1
Iqll	нижня межа подачі реактивного струму	pu	-1