



Exploration Work Program UDG

VERSION	Final
DATE	25 June 2018

Summary

In order to achieve the goals of the Paris Treaty the sustainability of the national energy supply needs to increase. At this moment, there are geothermal projects already in production. However, the temperatures associated with existing projects in the Netherlands are not sufficient for the provision of high-temperature heat to, for example, the process industry. In particular where temperatures over 130°C are necessary ultra-deep geothermal (UDG) energy could potentially make an important contribution to the energy transition. To reach these temperatures in The Netherlands, geothermal reservoirs at depths over 4 km are required. The Dutch subsurface at these depths has not yet been extensively explored, and is relatively unknown.

The Green Deal UDG was signed in June 2017. The signatories were Hydreco Geomec, Huisman Equipment, Havenbedrijf Rotterdam, ASR, Parenco, Vermilion and FrieslandCampina on behalf of seven consortia, each consisting of several companies, together with EBN, TNO, the Ministry of Infrastructure and the Water Management and the Ministry of Economic Affairs and Climate. The ambition of the parties is the safe and responsible realization of one or more pilot UDG projects before 2020. The realisation of these pilot projects should provide insight into the feasibility of further geological and technological risk reduction and safe, responsible and cost-effective development of UDG in the Netherlands. This will contribute to the achievement of the ambitions of the Energy Agreement. The signatories have committed themselves to work together to increase knowledge of UDG activities in the Netherlands and to apply and share this knowledge to increase the use of sustainable high-temperature heat.

The six projects are all currently at a similar stage, where more detailed exploration is required to understand the subsurface to ensure that the first UDG exploration project is developed in a safe and responsible manner. The underlying Exploration Work Program (EWP) captures the exploration activities for the Dutch Dinantian carbonate play that are required for each of the projects and has been drafted in close co-operation by the consortia, EBN and TNO. The activities will be undertaken using the best available technologies, the EWP is not a research program. As all activities are related to one another, integral project development is considered a key factor to assure safe and responsible project development. The work is, where possible, combined across the UDG projects. This considerably enhances the quality of the overall results, avoids duplication of work and reduces costs for all parties involved. At the end of the EWP each project will build a well-founded business case based on the results of the EWP. The business case together with the exploration strategy will form the basis on which a consortium can decide whether or not to continue with the realization of a pilot. The drilling of wells is not a part of the EWP. The work defined in the EWP takes into account the work that is carried out in the national white spots (SCAN) program, and how this can be used optimally to maximize the outcomes of the EWP.

The EWP is structured along three main pillars; 1) national activities, which represent activities that are relevant for all consortia, 2) activities at a regional level that are relevant for the consortia in the same region, and 3) activities at a local level that are only relevant for a specific consortium. The activities are defined in nine different work packages where data and knowledge is gathered and increased:

- Subsurface data and information to determine the right target, the drilling location, overburden, well trajectory, correct technologies that can be used;
- The basis for risk management during the lifetime of the project so it can be realised and produced in a verifiably safe and responsible manner;
- The uncertainty of the input subsurface parameters for the business case is reduced;
- Information on the rock properties results in an optimum approach for safe reservoir stimulation (if needed);
- The results from the EWP increase the probability of success for the pilot wells that will be drilled after completion of the EWP;
- Information that will help to identify alternative solutions and make decisions in the case of unexpected problems which may occur with the first and second well, stimulation, reservoir management and the risk management system;
- Information from the EWP, combined with the results from the first well, results in an optimal placement of the second well of the doublet;

- The basis for adequate reservoir management during the 30 years of production;
- Data and information about the subsurface which will reduce risks and uncertainty for follow-up projects in the same play - so-called 'play development'.

In summary, it can be said that the activities of the EWP will lay the foundations of successful geothermal projects.

It is estimated that the complete program will cover approximately 2.5 to 3 years, starting at the beginning of the second quarter of 2018. The planning takes into account a phasing of the project where the work is done during this period in sequence from large scale to local scale with five go/no-go moments. Consortia can decide to leave the program only at these five points in time:

1. After (re)processing and interpretation of seismic data and after completion of the shared program at the national level;
2. After completing the work on the regional level;
3. After completing the local static geological model;
4. After completing the local dynamic model;
5. After completing the local conceptual well design.

The total budget of the EWP amounts up to over 22 million Euro. 10.2.g

For each of the activities defined in this program, the subsidy is 50% except where stated otherwise. The results of the activities for which subsidy is granted will be made publicly available. Costs for each consortium will depend on the beneficiary of the activity. For the activities that are beneficial to all, 50% of the costs will be carried by the Ministry of Economic Affairs and Climate (via EBN). The consortia will bear the remaining 50%. On the basis of six consortia, this means that:

10.2.g	

This document provides a detailed description of the work packages, the schedule and the budget. The working relationship between the consortia, TNO and EBN is laid down in a cooperation agreement.

1. Introduction

1.1 Exploration Work Program (EWP)

The Exploration Work Program (EWP) is part of the Green Deal UDG¹. The UDG parties have worked together for the realization of this EWP. This document is an annex of the “cooperation agreement” and it commits parties as set out in the corresponding cooperation agreement. Together, these documents define the elaboration of the commitments listed in the Green Deal related to the EWP.

The EWP captures the exploration activities for the Dutch Dinantian play that are required for each project. The work is combined between UDG projects where possible. This enhances the quality of the overall results considerably, also because the results of the activities of each project have a high degree of information value for all other projects. Combining further avoids doubling of work, and reduces costs for all parties involved. This document is written in English since it forms the basis for (international) experts to work on.

1.2 Geothermal Energy and the Energy Transition

To achieve the decrease in CO₂ emission defined in the Paris Treaty, the national energy supply needs to increase its sustainability. At this moment there are successful geothermal projects already in production that replace fossil fuel heating as a sustainable alternative. However, the application of geothermal energy in existing projects in the Netherlands is not sufficient for the provision of high-temperature heat in, for example, the process industry. In particular the demand for higher-temperature heat, where temperatures over 130°C are necessary, it is anticipated that ultra-deep geothermal (UDG) energy can potentially make an important contribution to the transition towards a sustainable heating system. To reach these temperatures in the Netherlands, geothermal reservoirs at depths over 4 km are required. The Dutch subsurface at these depths has not been explored extensively yet and is relatively unknown.

1.3 Green Deal UDG

At the beginning of 2016, the Ministry of Economic Affairs and Climate, EBN and TNO embarked on a collaboration to explore the possibilities for the development of UDG in the Netherlands. The goal is to investigate its potential by identifying the best exploration pilot project(s) that can be developed in the near future, preferably before or around 2020, for heat production. Both geologically and technologically, these pilot projects are complex and will require innovative methods. Based on the (still limited) amount of subsurface data and knowledge of the Dutch subsurface at great depths, the Dinantian play was identified by studies of EBN and TNO as the most promising play with matching heat demand having most repetitive potential to exploit for ultra-deep geothermal energy. The Dinantian geothermal play in the Netherlands can, based on present knowledge, geologically be subdivided into the Northern Dinantian subplay, the Mid Dinantian subplay, and the Southern Dinantian subplay as depicted in Figure 1.1.

During several workshops in 2016, the Ministry of Economic Affairs and Climate, EBN and TNO, together with industry parties in the market, have been screening the present status of UDG in the Netherlands. In this process seven concrete UDG initiatives have been identified, which were all in the same phase of project development, i.e. formation of consortium, knowledge of potential reservoir, customers and their requirements. As a result of this process, Hydreco Geomec, Huisman Equipment, Havenbedrijf Rotterdam, ASR, Parenco, Vermilion and FrieslandCampina have signed the Green Deal UDG on behalf of seven consortia, each consisting of several companies, together with EBN, TNO, Ministry of Infrastructure and Water Management and the Ministry of Economic Affairs and Climate. They have committed themselves to work together to increase the knowledge about and for UDG activities in the Netherlands and to apply and share this knowledge to increase the sustainable application of high-temperature heat. These projects are located in three regions of the Dinantian play as seen in Figure 1.1.

¹ <http://www.greendeals.nl/wp-content/uploads/2017/06/GD217-dealtekst-Ultradiepe-Geothermie.pdf>

To work together and increase the knowledge level of the UDG, the parties have committed themselves, among others, to the following:

- Executing an exploration work program (EWP) focused on exploration activities and subsurface modelling. This includes the acquisition, (re)processing and interpretation of required subsurface data and development of three dimensional subsurface models, to increase our understanding of the subsurface geothermal reservoir, and developing conceptual well and stimulation designs, to optimize production strategies.
- The Consortia share all subsurface data and knowledge obtained from the EWP as soon as they are available and share as much knowledge as possible about their project development with each other, the Ministry of Economic Affairs and Climate, EBN and TNO. They also make this knowledge publicly available for (ultra-deep) geothermal initiatives of third parties.
- EBN coordinates all activities associated with the drafting and the execution of the EWP.
- The consortia are at all times responsible for further development of their individual initiatives, which means that they are responsible for the activities and costs beyond the EWP that are necessary for the development of their initiative to a robust UDG project.
- Each consortium includes an operator working on the requirements of the Mining Act so the projects can be developed in a safe and responsible manner.
- The consortia contribute 50% of the costs for their share within the EWP, while EBN contributes the other 50% as made available by the Minister of Economic Affairs and Climate.
- The activities of the EWP are described in this document.

All parties underline that a precondition for a successful project is a safe and responsible development in all stages and aspects of a geothermal project. The conclusions in the recent SodM report Staat van de Sector Geothermie² are taken into account.



Figure 1.1 Geological map of the Dinantian based on current-day knowledge, showing the three regional subplays – North, Mid and South – indicated by the dashed ellipses.

1.4 Knowledge and Expertise Program (KEP)

The EWP is embedded in a broader Knowledge and Expertise Program (KEP) on UDG, which forms the basis for the build-up and sharing of know-how in order to increase the success rate of safe and responsible developments of UDG (pilot) projects. Based on an integrated project development approach that is also further referred to in paragraph 2.2, activities

² <https://www.sodm.nl/documenten/rapporten/2017/07/13/staat-van-de-sector-geothermie>

have been identified to further co-develop within the UDG context. The activities of the broad UDG knowledge and expertise program (KEP) are grouped together in eight different themes, shown in figure 1.2. Since all activities are related to one another, an integrated approach is required for a successful UDG project. Integral project development is considered a key factor to assure its safe and responsible development. All themes together form the KEP. Themes 2, 3 and 4 together form the EWP.

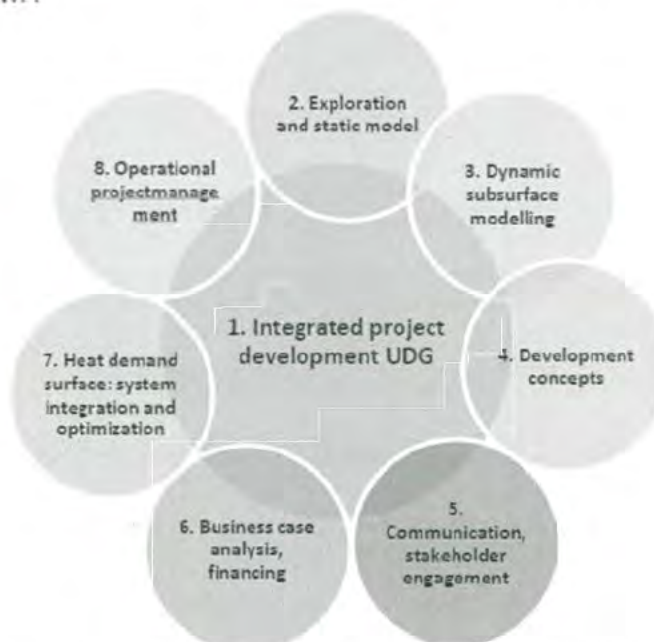


Figure 1.2: The eight themes of the KEP. Themes two, three and four together form the EWP.

Sharing knowledge within and outside the program is anchored on three levels among the Green Deal parties:

- **Workgroup level:** a workgroup consists of one or two members or representatives from each consortium with knowledge on the topics addressed in that work package. The workgroup supervises studies conducted in project teams and discusses the progress, lessons learned and results. The workgroup is also responsible for the quality control of the results delivered in the specific work package and identifies whether changes of the program are necessary.
- **Workshop level:** During workshops, knowledge is shared with the Green Deal partners on subjects like drilling, seismic acquisition and (re)processing, communication models, input for business cases, etc. These workshops are organized around the eight themes in the UDG KEP. Examples of activities during the workshops include: sharing results and lessons learned from workgroups among the Green Deal parties or learning from an expert outside the Green Deal, invited to share his or her relevant experience. The workshops are open to all Green Deal parties involved and are coordinated by EBN. Relevant stakeholders, such as SodM, TNO-AGE, NGOs, etc. will be invited for certain workshops, to ensure that insights in the outside world grow alongside the insights of the consortia.
- **With the large UDG community:** Knowledge sharing with the larger UDG community will take place with the relevant stakeholders of UDG at two different levels, namely the semi-public and public levels. The stakeholders for the semi-public level are identified by the workgroup on communication (Theme 5) and will be kept up to date with the developments. Stakeholders at this level include SodM, VNG, IPO, KNMI, DAGO, Stichting Platform Geothermie, etc. These will also include future UDG projects that are at an earlier stage of development and that are now not part of the Green Deal UDG. The public communication level aims at sharing information to all parties that are interested. This includes among others individual provinces, municipalities, consultants, suppliers, media, interested citizens and future potential UDG initiatives.

2. Exploration Work Program

2.1 Objective

The ambition of the Green Deal UDG parties is the safe and responsible realization of one or more pilot UDG projects before 2020, ideally divided among the three regions. The realization of one or more pilot projects should provide insight into the feasibility of further geological and technological risk reduction and safe, responsible and cost-effective development of UDG in the Netherlands. This will contribute to the achievement of the ambitions of the Energy Agreement. The signatories have committed themselves to work together to increase knowledge of UDG activities in the Netherlands and to apply and share this knowledge to increase the use of sustainable high-temperature heat.

The six projects are all currently at a similar stage, where more detailed exploration is required to understand the subsurface in order to be able to develop the first UDG exploration project in a safe and responsible manner. This will be done by using the best available technologies. Fundamental research questions may be identified, but are out of the scope of activities within this program and thus not part of the EWP. These questions or opportunities can be brought into (international) research programs that are already running or that may be run in the near future.

At the end of the EWP, each project can decide whether to continue to the development phase (figure 2.1). The decision will be based on the business case, the results of the EWP and the exploration plan.

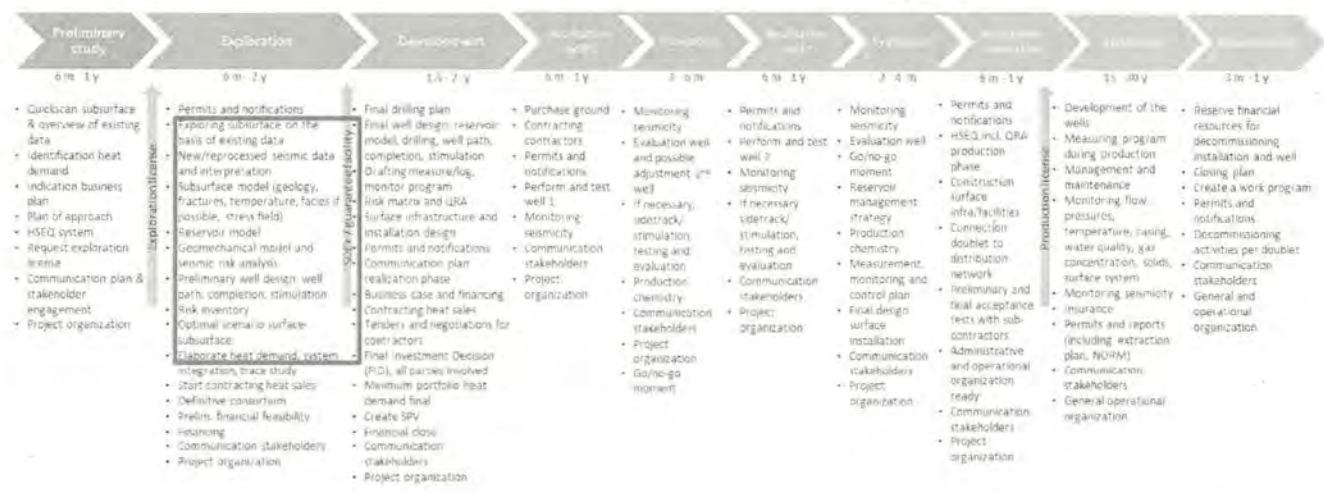


Figure 2.1 Overview of the project phases and activities within the lifecycle of an UDG project. The EWP, marked by the red box, covers the subsurface-related activities in the exploration phase. The other activities are the responsibility of each individual consortium.

2.2 Value of Information

The value of information (VOI) during the exploration phase of both project development and play development of the Dinantian is high.

Most activities in the lifecycle of an UDG project depend strongly on one another, an integral project development approach is applied throughout the EWP, KEP and project development activities as depicted in Figure 2.2. This means, among other things, that the activities of this EWP form the basis for all engineering choices and designs during the development phase and also for how reservoir management during the production phase can optimally be applied. To be more specific, the quality of the reservoir model in the exploration phase not only determines where and how exactly the wells should be designed and drilled; it also forms the base for the understanding and the management of well and reservoir behaviour during the expected 25–30 years of production. Deep understanding of the subsurface and the integral project is also linked to clear and solid information for the business case, risk management and mitigation, a communication plan, all licenses, et cetera. Adhering to the integral project management approach ensures a strong

example below with 20%. On the costs of the next well of, for example, 25 M €, this 20% risk reduction represents 5 M €. This is however, still a rather conservative method of valuing the information. The data and information does not only relate to the drilling of the first well, but to all value and cash flows included in the activities of the life cycle of the project as depicted in Figure 2.2, hence to all cash flows and risks captured in the business case during the lifetime of a project. These numbers are chosen based on expert judgments and are for the demonstration of the synergy effect. It is clear that the risk is too high for one project to be developed individually. By using the learnings from one project to the next, the probabilities and thus the chance of success changes, reducing the risk.

Also, the EWP and the publicly sharing of the data and information that result from it, represent a large VOI for both the development of the pilot project and the development of the geothermal subplays of the Dinantian carbonates, and of the geothermal Dinantian carbonate play as a whole. Using the simple, conservative method, the value of the EWP activities can be estimated as follows. The EWP is expected to influence the starting value of the probabilistic tree of Figure 2.3 by 10%. This corresponds with a present estimate of the situation of a chance of success of P10 without the EWP to a future situation of the EWP activities of P20. This increase of the rate of success stems from a much better insight into the overall geological composition, structure, location and development of the Dinantian and its overburden. This change in probability of success for the first well of 25 M € results in a value of 2–3 M€ for each individual project considered for realisation by the consortia. Besides all VOI as given for a safe and responsible integral project development as mentioned above, this is a conservative quantitative estimate of the value that the EWP contributes to the development of the pilot projects.

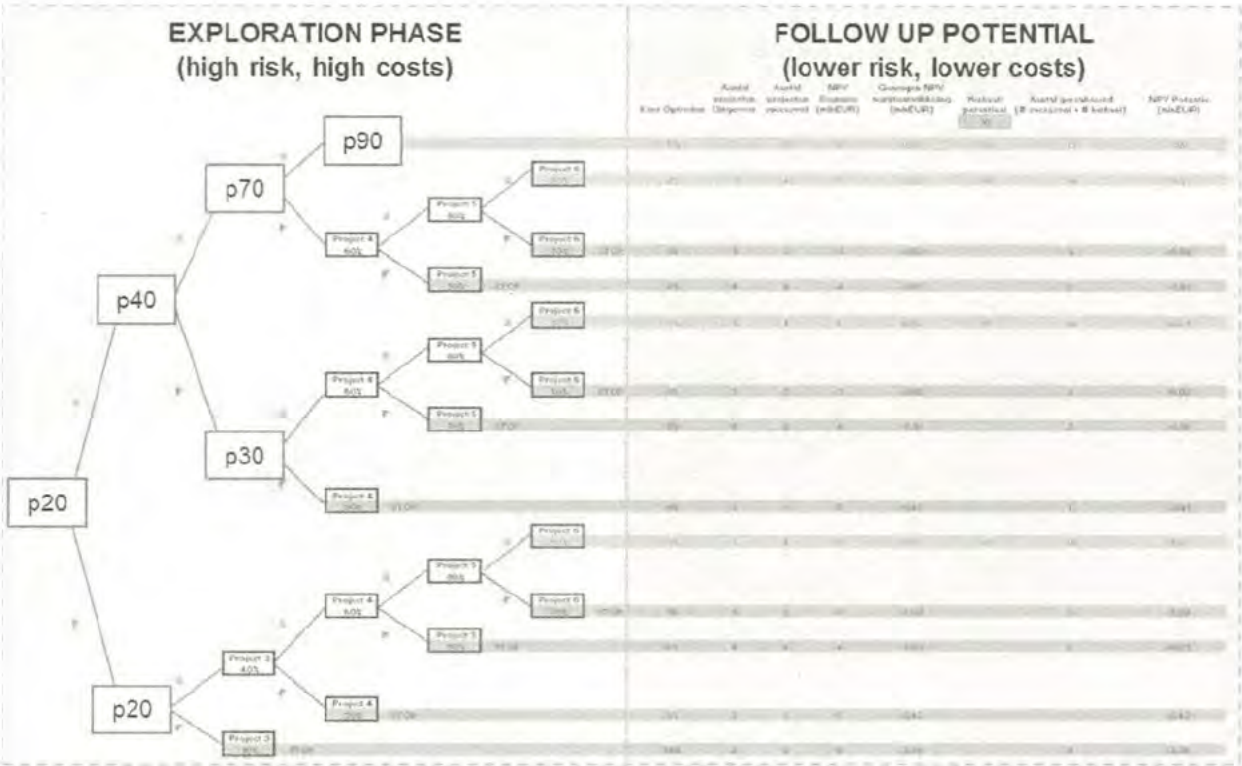


Figure 2.3 Probabilistic tree showing the development of the increase in P-value when sharing the knowledge between the projects. The horizontal axis shows the time, including the exploration phase where the pilot wells will be drilled, and the amount of potential projects that can be realized after the exploration phase. The vertical axis shows branches that are associated with different possible outcomes.

2.3 Link to National program

EBN manages a national program called SCAN for the exploration of geothermal energy in areas with low data density within the Netherlands. The results of and data gathered in the SCAN program will be publicly available and are of influence on the work defined in this EWP UDG. The deliverables of the SCAN program are listed where they provide input (to avoid duplication of work) or influence the work within this EWP-UDG. The planning of the work is incorporated in the overall EWP-UDG planning.

2.4 Structure and General Content of the Program

The activities of the EWP aim at laying the foundations of successful ultradeep geothermal projects, they are built on three main pillars; 1) national activities, which represent activities that are relevant for all geothermal initiatives in the Dinantian Carbonates (including all consortia), 2) activities at a regional level that are relevant for the consortia in the same region, and 3) activities at a local level that are only relevant for a specific consortium. All activities of the EWP represent a large VOI compared to its costs, both in terms of safe and responsible development as on de-risking of the economics. Data management and model integration and seismic acquisition and (re)processing are two work packages in this work program that both cover all three pillars.

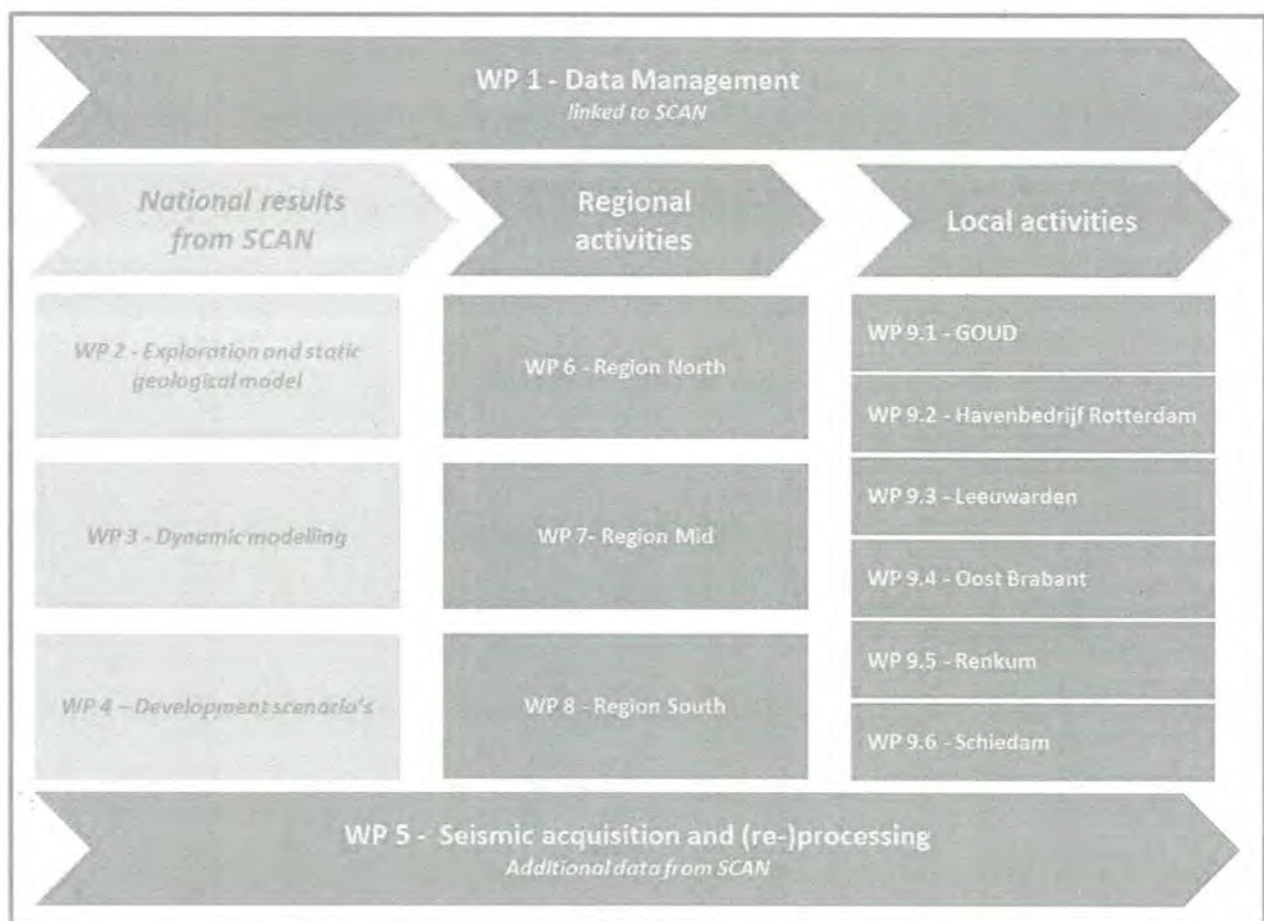


Figure 2.4 Structure of the EWP with nine work packages and three pillars of shared, regional and local activities.

WP1 Data management and acquisition is a necessary aspect needed for knowledge sharing and development of best practices, templates and checklists. This work package includes work necessary for the master project that will evolve during the EWP due to new data and the UDG SharePoint.

The **national activities** in WP 2–4 are activities which are conducted within the SCAN program. The activities focus on the data, information and models that all consortia would otherwise use or develop for their individual project. The results of

the SCAN related activities to the UDG program are best practices, templates and checklists based on the state of the art, which can be used in the regional and local activities within the EWP-UDG.

Seismic acquisition and (re)processing influence the work on all different scales and the work has therefore been combined in this WP 5, **Seismic acquisition and (re)processing**. The aim is to obtain the best possible seismic dataset serving the different purposes at different scales. This work package includes all the acquisition, (re)processing and interpretation of the seismic data.

The **regional activities** in WP 6–8 contain tasks that can be shared between projects that are located on the same geological region namely, North, Mid and South (see figure 1.1). The objective is to apply the knowledge, best practices, templates and checklists to the region, develop knowledge and achieve cost reduction by combining the tasks where possible.

The **local activities** in WP 9 apply knowledge, lessons learned, best practices and checklists developed on the shared or regional activity levels to each project individually. The aim is to determine the local input parameters for the business case. The investment costs will be estimated with an uncertainty range of 30% which is deemed sufficient for a go/no-go decision whether or not to proceed to the development phase in which the final well design will be made.

2.5 UDG Program Organisation

The UDG program organisation is defined as shown in figure 2.5.

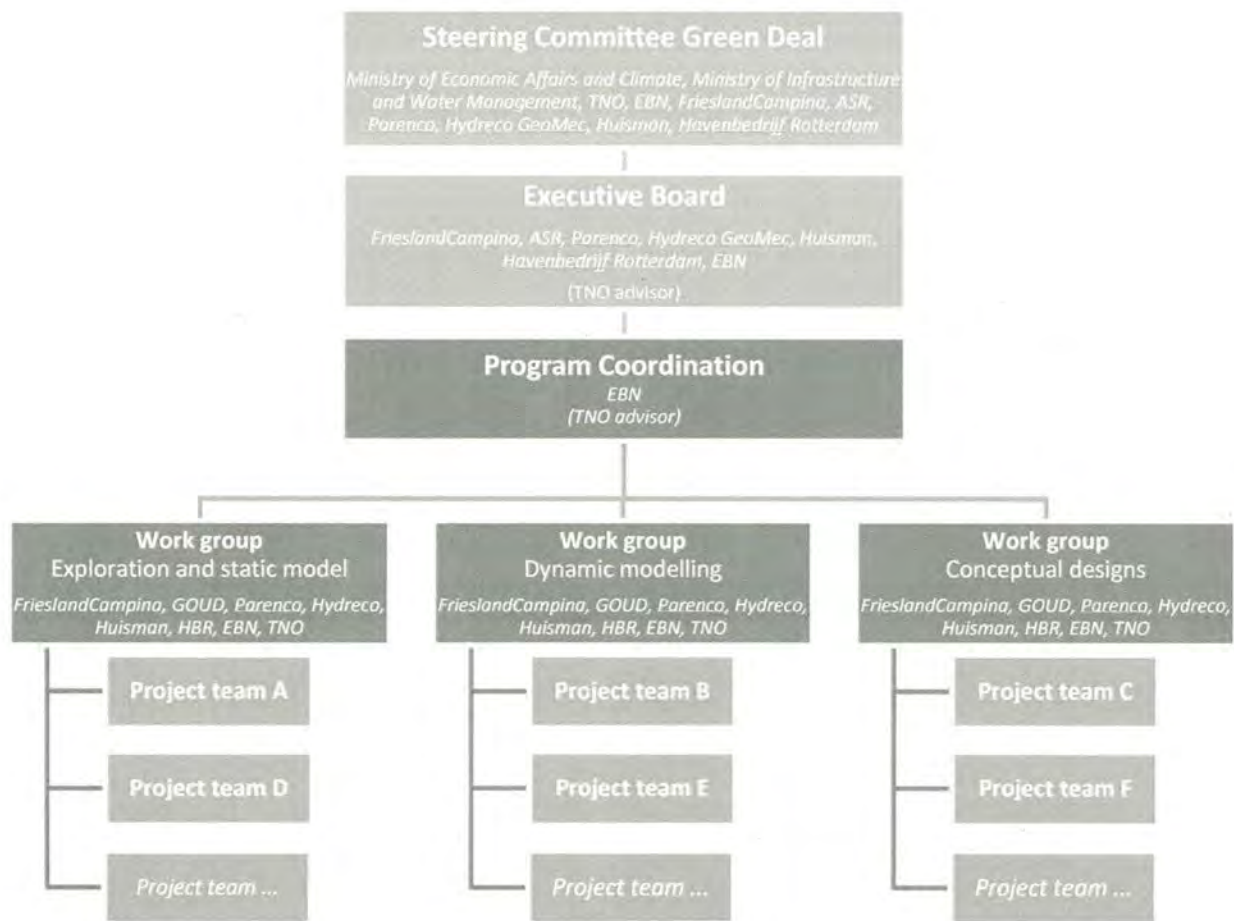


Figure 2.5 Project organisation chart.

The **Steering Committee** (stuurgroep) is the highest level of the program as defined in article 12 of the Green Deal. This committee is comprised of the 11 parties that signed the Green Deal on June 19, 2017. The Steering Committee monitors the progress of the knowledge and expertise program (KEP) on a high level. This committee decides on changes outside the scope of this work program or outside the budget limit defined in this program.

The **Executive Board** (uitvoeringscommissie) makes decisions on awarding tendering procedures, the compilation of project teams and changes of the EWP-UDG as long as it is within the total budget limit defined within the EWP. Each item to be decided on will be prepared by the program coordinator.

The **Program Coordination** (regievoerder, EBN) monitors the day-to-day business of the workgroups. The program coordination also prepares the terms of reference for tendering of certain tasks when necessary. The offers will be evaluated and a summary with advice is prepared for the executive board who will make the tender decision.

A **work group** (werkgroep) works on a certain topic and consists of one or two members or representatives from each consortium with knowledge on the topic. The work group supervises the day-to-day business of the studies that are conducted in project teams and shares the progress, lessons learned and the results. The work group is also responsible for the quality control of the results. The workgroup will also be engaged in the work related to UDG which is conducted in SCAN. The chairman and secretary of each work group is provided by EBN.

A **project team** (project team) will perform an activity relevant for UDG as defined by EWP-SCAN. In some cases the project team consists of a commercial party that has been awarded the work after a tender procedure, in other cases the project team consists of TNO. In most cases, the work will be executed by a project team consisting of experts from commercial parties, TNO and/or EBN. Such teams are led by a project lead from TNO or EBN and members of the team will be selected by a tendering procedure. Such a team is preferred for many of the shared activities to allow experts from different organisations with different opinions to work together to obtain the best results.

2.6 EWP Implementation Principles

The following principles apply for the EWP, to ensure that the best set-up for each activity is chosen in a consistent and transparent way:

- What can be done by commercial parties, should be done by commercial parties. At the same time, expertise from TNO has to be included and connected, to avoid re-inventing the wheel and to ensure the inclusion of what has been done before.
- The aim is to have realistically the best team for the job for the shared activities to get the best results. Different opinions and background often lead to different insights.
- Expertise can be found both within and outside the Netherlands.
- Each task has a project lead. This project lead is responsible for defining the terms of reference for the tendering procedure, the project management of that task and discussing the results within the work group.
- Many work packages are phased, and during the first phase existing reports, data sets, models etc. are collected, reviewed and merged to avoid duplication of work in the Netherlands and abroad. It is possible that in this phase the work defined in this program is adjusted to what is necessary. The activities and additional data collection then take place in the next phase(s) of the work package.

2.7 Planning

A planning has been made for the whole program based on the activities in chapter 3. An estimation of duration has been made for each individual task. Dependencies between tasks have been taken into account by combining the individual estimations. The assumption is that the activities can start in the second quarter of 2018.

The planning takes into account a phasing of the project where the work is done from large scale to local scale with go/no-go moments between them. These go/no-go moments are inherent to de-risking in the subsurface. By planning the project in this fashion, the financial risk of the project is scaled from low to high. The highest risk reduction steps that cost a relatively small amount of money are taken in the beginning of the project, and the detailed work that has higher costs

is only done when all previous results are positive. The following points have been agreed upon in the drafting of the EWP:

- The timing of a go/no-go moment is a logical moment from the de-risking point of view. At the go/no-go moments, a parameter should be de-risked, otherwise you cannot make a decision;
- The planning is optimal for all projects and does not depend on the slowest project;
- The go/no-go moments should decrease the amount of financial risk for all consortia when one of the consortia decides to leave the EWP and thus the Green Deal at a given point;
- The go/no-go moments should be such that the program is still workable;
- The time path for the realization of the first or more pilot projects is 2020–2023, as described in the Green Deal UDG.
- It is possible to leave the exploration work program in between these moments. As described in the cooperation agreement, the financial commitments continue until the next go/no-go moment.

Based on these considerations, the following go/no-go moments have been identified;

1. After (re)processing and interpretation of seismic data and after completing the shared program at the national level;
2. After completing the work on the regional level;
3. After completing the local static geological model;
4. After completing the local dynamic model;
5. After completing the local conceptual well design.

The resulting planning with the go/no-go moments is visualized in figure 2.6. The planning at local scale will differ between projects, since that phase will include additional seismic acquisition for certain projects.

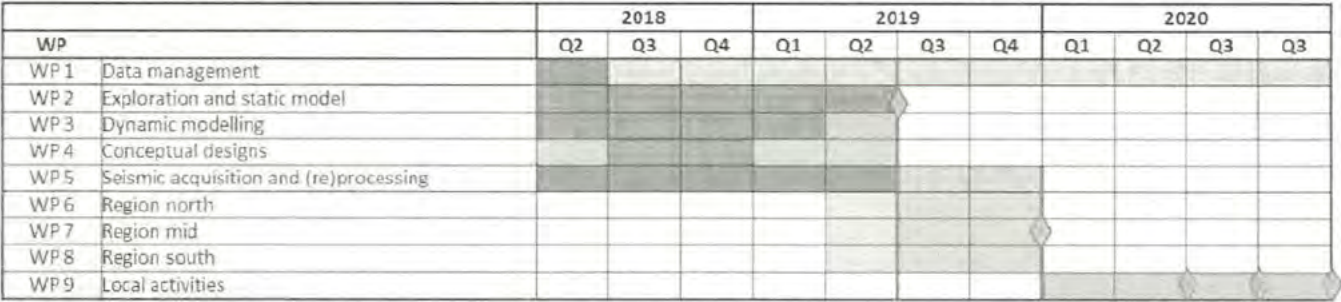


Figure 2.6 Planning of the EWP with the go/no-go moments indicated by a yellow diamond.

The individual activities in this work program are also phased. A task can consist of, for example, two subtasks of which the second depends on the result of the first. The first phase is generally an evaluation of the existing data and analogues; what studies have already been conducted, what is missing, is there any new relevant data available, etc. The second subtask contains the additional analyses of the new relevant data and will only be done when necessary. The phasing within the task does not lead to go/no-go moments of the program as a whole.

2.8 Budget

A budget estimation has been made for all the activities in the EWP individually. For each of the activities defined in this program, the subsidy is 50% unless stated otherwise. It depends on the beneficiary of the activity what the costs are for each consortium. For the activities that are beneficial to all, 50% of the costs are for EBN on behalf of the ministry of Economic Affairs and Climate and the consortia are accountable for the other 50%. Taking six consortia into account, this means that:

10.2.g

The budgets for all work packages and each individual consortium are listed in Appendix 2.

3. Activities EWP

This chapter contains a description of each work package. For each of the work packages the aim, qualitative value of information and the activities are described. It also lists what other work package or tasks the activities depend on. The activities are described to a level such that a detailed scope of work is necessary at the beginning of each task for tendering procedures.

3.1 Shared Activities at National Level

WP 1 - Data management

AIM
A digital platform will gather and unlock all presentations, documentation, data and information for the consortia.
VALUE OF INFORMATION
A vast amount of relevant data and information about the Dinantian exists in the public domain. By sharing, storing and maintaining existing and newly developed data and knowledge, this work package will ensure that all consortia will work on the latest data and information and on the best available and suitable methodologies.
TASKS
Task 1 - Work environment This platform will share presentations, reports, agendas, meetings, contact persons and action lists etc. EBN is responsible for this platform.
DELIVERABLES
D1 Sharepoint environment for the UDG work environment.
INPUT FROM SCAN
<ol style="list-style-type: none"> 1. A master project containing all subsurface data, i.e. seismic surveys, seismic interpretations, layer models, well data (logs, stratigraphy, etc.) relevant for researching the reservoir. The intention is to iteratively update the models when new data or insights become available. It is compiled in a Petrel project and made available to all parties. Data stored in the Petrel project will be made available in standard ASCII-type formats (ESRI ASCII-grid, ZMAP, LAS, CSV, etc.). All data will be available via Sharepoint, with the exception of data that is too large, e.g. 3D seismic cubes that are too large to handle in such a way. 2. Critical datasets will be made available for the project.
DEPENDENCY ON OTHER WORK PACKAGES OR TASKS
The initial models for the master project are dependent on other work packages or tasks within this project as is the work environment. The intention is to iteratively update the master project and the work environment when new data or insights become available from other work packages. This means that this work package depends on all the other work packages as well as the SCAN project.

WP 2 - Exploration and Static Model

INPUT FROM SCAN
<p>The input from SCAN will result in updates of all relevant subsurface parameters: presence, facies, depth, thickness, temperature and reservoir quality (porosity, permeability). The enhanced insights will result in an increased certainty of those reservoir parameters. This implies that prior to drilling, the geothermal power can be estimated with a higher degree of certainty. The difference between the expected and pessimistic cases will therefore become smaller, resulting in a business case that is better defined. The input from SCAN consists of developed (conceptual) models on a national scale that contain and/or predict the distribution of the Dinantian carbonate reservoir and the relevant reservoir properties. The insights, best practices and models that result from this work will be applied by the consortia in their local projects in work packages 6-9.</p> <p>The input from SCAN is formed by</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Updated depth maps, thickness maps and facies of the Dinantian, e.g. division in Members, and distribution of inner platform, platform margin / slope and basinal facies. Updated large-scale 3D fault planes and 2D fault polygons for the Dinantian.

2. Updated version of the latest Velmod-3 velocity model to include the relevant velocity zones of the Carboniferous.
3. Reconstruction of the tectonic history of the Dinantian carbonates in the Netherlands, including a structural restoration in logical time steps and large-scale prediction of fluid flows and diagenesis.
4. Gravity (and possibly magnetic) anomaly maps for basement, top Dinantian and other levels, as a result of gravity back-stripping.
5. Insight into the potential of CSEM and MT methods for the Dinantian, including recommendations for local-scale application.
6. Basin-scale model for facies distribution and primary reservoir quality as function of the Dinantian carbonate systems for Tournaisian and Viséan, distribution, stratigraphy, lithology.
7. A set of reference fracture models of the Dinantian that can be applied to any of the project locations, and that can be used to predict flow (combination with 8)
8. A set of reference diagenetic models of the Dinantian that can be applied to any of the project locations, and that can be used to predict flow (combination with 7).
9. Updated version of the temperature model, including uncertainty maps of the temperature prediction at various depth levels that can be applied to the local situations.
10. A large scale inventory of in situ stress orientation and magnitude at Dinantian levels. Best practices of how to develop conceptual models for in situ stress distribution.

DEPENDENCY ON OTHER WORK PACKAGES OR TASKS

The results depend on the SCAN project. The SCAN project will also make use of the data from WP 5 to deliver the required input.

WP 3 - Dynamic Modelling

INPUT FROM SCAN

Within SCAN reference models and methods to assess risks for seismicity and monitoring guidelines will be developed. Also, reference conceptual reservoir (natural) flow models of Dinantian carbonate reservoirs, including geochemical and geomechanical rock-fluid interaction will be developed. Testing and validation of these models takes place by data and experience from field analogues (from oil/gas and geothermal). This is considered critical as relevant data and models are available to a limited extent. The key insights, conceptual and template models and best practices delivered in this WP are to be applied in local studies in WP 9.

The input from SCAN is formed by

1. Generic workflow and models to assess risks of seismicity at each individual UGD project in WP9. Recommendations for monitoring of UDG pilot projects.
2. A number of representative reference models and boundary conditions for the local dynamic models including the effects of fractures and including the long-term (chemical, mechanical, thermal) effects of drilling, completion, production and injection.
3. Literature overview of learnings from analogues and outcrops.
4. Literature overview of the (chemical) effects of drilling, completion, production and injection
5. Literature overview of the effects of fractures on production and injection in various scenarios relevant to UDG.

DEPENDENCY ON OTHER WORK PACKAGES OR TASKS

The results from SCAN for this work package form the basis for safe, responsible and adequate reservoir management during the decades of years of production for all projects. The models will be used for optimal well placement in the subsurface and form the basis for location specific work in WP9. It also forms the basis for the management of seismic risk during the lifetime of the project.

WP 4 - Development Scenarios

INPUT FROM SCAN

Within SCAN a catalogue of stimulation options is built along with a technical risk inventory and a conceptual well design that can be adjusted to local project situations in a later stage.

1. A technical risk inventory. The safe and socially acceptable development of an UDG (pilot) project is a boundary condition. The register contains hazards, risks and mitigation measures. Some of these risks will form boundary

conditions for the preliminary well and stimulation designs. Other risks like environment, regulation/authorities, surroundings, population etc. are not included from SCAN but will be added by the work groups of the specific theme within the UDG Green Deal as part of the integrated project development.

1. Catalogue of stimulation techniques for the Dinantian carbonates, based on an uniform approach to determine the boundary conditions for successful reservoir stimulation, applying state-of-the-art technology. The catalogue consists of different stimulation options including expected results with uncertainty level, cost estimation and level of maturity of the technique.
2. Feasible conceptual well design taking into account the minimum casing/tubing diameters needed for an economic flow rate. The completion design will also take into account the maximum pressure that is needed for stimulation (when required) and the mitigation measures from the technical risk inventory.

DEPENDENCY ON OTHER WORK PACKAGES OR TASKS

The technical risk inventory forms the basis for risk management during the lifetime of the project so it can be realized and produced in a verifiably safe and responsible manner. It forms input for the work in WP 6-9. Stimulation is likely to be a requirement to increase the geothermal power. Hence it has very large influence on the validity of the business case. The work on stimulation concepts is necessary to determine the optimal way of reservoir stimulation for each location when needed in a later phase.

The conceptual well design gives a good indication whether it is feasible to drill the wells necessary for UDG. The conceptual designs are the basis for the well design and cost estimation on local scale in WP 9.

WP 5 - Seismic Acquisition and (Re)Processing

AIM

The overall objective is to get the best possible seismic dataset serving different purposes at different scales and locations. At local to regional scale, a good seismic dataset is required to understand the smaller-scale distribution of the reservoir, the presence of faults, and also to determine target location for wells. At regional to national scale, a good seismic dataset is required to better understand the larger-scale distribution of the reservoir and gain insights into the geological development impacting reservoir quality in multiple ways (fractures, diagenesis). This is also required to improve seismic risk analyses at project scale.

VALUE OF INFORMATION

Seismic data gives information on the presence, depth, thickness and structure of the reservoir. Furthermore, the seismic data is used for determining where secondary permeability is to be expected from faults and karsts. The data therefore is the basis for the reservoir model. It is also necessary for determining technical risks and the optimal well paths and to improve seismic risk analyses at projects.

TASKS

This work package comprises the acquisition and (re)processing of 2D and 3D seismic data at local, regional and (possibly) national scale. The Dinantian strata are the primary target; however, fall-back options at shallower (e.g. Triassic, Rotliegend) or deeper (Devonian) levels have to be kept in mind.

A project lead from EBN will overview the entire work package, to ensure consistency in approach and quality, optimize timing, and make sure that synergy between acquisition and (re)processing projects is reached wherever possible. In practice this means that acquisition or (re)processing of seismic data for different projects or at different locations may be combined for tender and award. This project lead is in charge of the tender processes of seismic acquisition and (re)processing activities, Appendix 2 contains a detailed overview of all seismic acquisition and (re)processing tasks.

Note that all reprocessing of 2D in this chapter assumes availability of the raw 2D data. Cost and time estimates of the 2D reprocessing do not include collection of the data.

Task 5.1 - Region North

The goal of this task is to create a seismic dataset required for the understanding of distribution and reservoir quality of Dinantian carbonates within the three regions. This will also improve the interpretation of large faults within the region. The task contains of two subtasks, both planned for phase 1, this work is planned before the first go/no-go of the EWP. The following items are fixed:

- 5.1.1
Review of seismic 3D data connection Leeuwarden and UHM-02 using the best available dataset*.
- 5.1.2
Review 2D seismic to connect Leeuwarden and LTG-01.

*The availability of NAM's latest Friesland re-processed / PSDM dataset for Task 5.1.1 and Task 5.5.1 is still under discussion.

Task 5.2 - Region South

This task contains the following activities for the region South which is planned before the first go/no-go of the EWP. The following items are fixed:

- 5.2.1
Review of recently reprocessed and depth imaged nearby datasets to assess the possible uplift of reprocessing and depth imaging in the study area

The following items are conditional and depend on the results of the fixed activities:

- 5.2.2
3D seismic reprocessing and depth imaging for the Dinantian will be done in-house by NAM. The HBR part of the project will be brought into the program in-kind by NAM to the consortium HBR.
- NAM will provide a quote and project plan, with specifications of estimations for the different areas of interest. The plan and estimates have to be approved by the executive committee.
- A "3D in – 2D out" test using Kirchhoff / FLATER depth imaging will be performed after the pre-processing of the 3D, in order to assess which improvement in image of the Dinantian and the fall back option Triassic can be expected after depth imaging.

Task 5.3 - GOUD

This task aims at the creation of a seismic dataset at local scale that will be used for the local understanding of the Dinantian, identification of faults and can be used for well planning purposes. This task contains the following activities for the project of GOUD:

Phase 1

This work is planned before the first go/no-go of the EWP. The following items are fixed:

- 5.3.1
Acquisition of 2 2D lines

Phase 2

This work is planned after task 5.3.1 has been finished and after the work of WP 9.1 shows positive indications for the Dinantian carbonates at Utrecht. The following items are therefore conditional:

- 5.3.2
Acquisition of 3D seismic data at local scale to understand local-scale distribution of reservoir, presence of faults and to determine target location for pilot well (area to be specified)

Task 5.4 - Havenbedrijf Rotterdam

Most of the seismic activities of Havenbedrijf Rotterdam are combined with the activities of Schiedam, see section 5.2. This task aims at the creation of a seismic dataset at local scale that will be used for the local understanding of the Dinantian, identification of faults and can be used for well planning purposes.

Phase 1

This work is planned before the first go/no-go of the EWP. The following items are conditional:

- 5.4.1
Reprocessing existing 3D, HBR part, depending on the results from 5.2.1. This data will be brought in-kind into the project by NAM. The same conditions apply as listed at task 5.2.1.

Phase 2

This work is planned after task 5.2.1 has been finished and has not delivered the success as hoped for. This task also depends on the results from the reprocessing of the 2D lines in this area performed within SCAN. The following items are therefore conditional

- 5.4.2
Acquisition of 3D (or 2D) in small area in case the reprocessing of the existing data is not deemed feasible after task 5.2.1.
- 5.4.3
Acquisition of seismic data for well location

Task 5.5- Leeuwarden

This task aims at the creation of a seismic dataset at local scale that will be used for the local understanding of the Dinantian, identification of faults, and can be used for well planning purposes. This task contains the following activities for the project of Leeuwarden:

Phase 1

This work is planned before the first go/no-go of the EWP. The following item is fixed:

- 5.5.1
Review of reprocessed NAM 3D seismic (2016) in Leeuwarden area using the best available dataset*..

*The availability of NAM's latest Friesland re-processed / PSDM dataset for Task 5.1.1 and Task 5.5.1 is still under discussion.

Phase 2

This work is planned after task 5.5.1 has been finished. The following items are conditional and depending on the results of preceding subtask 5.5.1:

- 5.5.2
Feasibility study and actual reprocessing 3D seismic in Leeuwarden area
- 5.5.3
Feasibility study and actual low frequency reprocessing and inversion of 3D seismic data in Leeuwarden area
- 5.5.4
Acquisition 2D line from location Leeuwarden to 3D

Task 5.6 - Oost Brabant

This task aims at the creation of a seismic dataset at local scale that will be used for the local understanding of the Dinantian, identification of faults, and can be used for well planning purposes. This task consists of two activities.

Phase 1

This work is planned before the first go/no-go of the EWP. The following items are fixed:

- 5.6.1
Acquisition of 2D lines in "Helmond 2017 survey" in progress. This task is funded by the Green Deal Brabant and therefore not financed from the EWP.

The following item is conditional:

- 5.6.2
Acquisition of additional seismic and change of scope of 5.6.1 due to using explosives instead of vibroseis.

Phase 2

This work is planned after task 5.6.1 and 5.6.2 have been finished and after the local work of 9.4 shows positive indications for the Dinantian carbonates at one of the locations. The following items are therefore conditional:

- 5.6.3
Acquisition of seismic data at local scale to understand local scale distribution of reservoir, presence of faults, and to determine target location for pilot well (area to be specified)

Task 5.7 - Renkum

This task aims at the creation of a seismic dataset at local scale that will be used for the local understanding of the Dinantian, identification of faults, and can be used for well planning purposes. This subtask contains the following activities for the project of Renkum:

Phase 1

This work is planned before the first go/no-go of the EWP. The following items are fixed:

<ul style="list-style-type: none"> - 5.7.1 Acquisition of 8 2D lines in Renkum-Nijmegen area <p>Phase 2</p> <p>This work is planned after task 5.7.1 has been finished and after the local work of WP 9.5 has started and showing positive results for the Dinantian. The following items are therefore conditional:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 5.7.2 Acquisition of 3D seismic data at local scale to understand local scale distribution of reservoir, presence of faults, and to determine target location for pilot well (area to be specified) <p>Task 5.8 - Schiedam</p> <p>Most of the seismic activities of consortium Schiedam are combined with the activities of consortium Havenbedrijf Rotterdam, see section 5.2. This task aims at the creation of a seismic dataset at local scale that will be used for the local understanding of the Dinantian, identification of faults, and can be used for well planning purposes.</p> <p>Phase 1</p> <p>This work is planned before the first go/no-go of the EWP. The following items are conditional:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 5.8.1 Reprocessing existing 3D, Schiedam part <p>Phase 2</p> <p>This work is planned after the first go/no-go of the EWP and depends on the results of task 5.1 and 5.8.1. The following items are conditional:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 5.8.2 Acquisition seismic data for well location
INPUT FROM SCAN
<ul style="list-style-type: none"> - 2D seismic dataset at national scale, associated reporting, proper database of seismic data and reports - Regional scale 2D lines for region Mid, associated reporting, proper database of seismic data and reports
DELIVERABLES
<p>D5.1 2D seismic dataset at regional scale for the regions, associated reporting, proper database of seismic data and reports</p> <p>D5.2 3D seismic datasets at regional scale for the region South, associated reporting, proper database of seismic data and reports</p> <p>D5.3 2D seismic datasets at local scale, associated reporting, proper database of seismic data and reports (GOUD, Renkum, Oost-Brabant)</p> <p>D5.4 3D seismic dataset at local scale, associated reporting, proper database of seismic data and reports (Leeuwarden, Havenbedrijf Rotterdam, Schiedam).</p>
DEPENDENCY ON OTHER WORK PACKAGES OR TASKS
<p>This work package depends on the availability of data and not on other work packages. The results of the tasks will be used as input in SCAN, WP 6–8 and WP 9.</p>

3.2 Shared Activities at Regional Level

WP 6 - Regional activities North

AIM
The aim is to apply models and insights from national scale activities at a regional scale first, before going to local scale.
VALUE OF INFORMATION
<p>The tasks in this work package are aimed at getting an understanding of the regional structure of the Friesland Platform at Dinantian level. Understanding can be reached that would otherwise have been missed when these activities would only be performed locally. The regional work forms a necessary step in developing the subsurface model, which in its turn is the input for the 3D reservoir model on which eventually the right drilling target can be identified and used during the 30 years of production.</p>
TASKS

The activities comprise regional interpretation of seismic data, develop a conceptual model for the reservoir quality of the Tytsjerk platform, develop a regional model for depth conversion, evaluate the regional stress regime and regionally consider geological, drilling and other risks.

Task 6.1 Regional interpretation of the seismic data

The task includes a regional interpretation based on 2D/3D lines tying UHM-02 and LTG-01 with the Friesland Carbonate platforms. The aim of this task is to refine the national framework of horizons and faults to regional scale. This will be done by regional seismic interpretation and includes: the well-to-seismic ties where necessary for the interpretation, the interpretation of the relevant overburden horizons and top/base of the Dinantian, faults, intra-Dinantian horizons (when possible) and interpretation of basement architecture. The building of a velocity model for time-depth conversion is included in this task. The existing Velmod-3 model will be adapted to the regional well data for the levels to the top of the Carboniferous. The new insights for the Upper Carboniferous and the Dinantian from WP 2 will be used for the respective deeper levels. The task also includes a review and use of available gravity study for interpretation purposes when the shared national inventory is inconclusive.

Task 6.2 Regional conceptual model

The activities in this task develop a conceptual model for the Friesland carbonate platform based on national work using regional datasets of well logs, cores, images and analogue data that are valid to the region. The conceptual model will be used to predict reservoir quality distribution across the Friesland carbonate platform when possible. Seismic inversion may be tested and, if useful, be used to define facies/rock type and the regional reservoir quality model in more detail. The model includes a geostatistical analysis.

Task 6.3 Regional subsurface stress analysis

This task has the aim to evaluate the regional stress regime based on the results from WP 2 and the regional geology. The results from WP 2 are refined to the regional level in this task. The basis will be the regional fault interpretation from task 6.1 and a regional scale analysis of the possible impact of local geological factors on orientation and magnitude of the in situ stresses, such as evaporites, faults, facies, slope, etc. using the results of WP 2. The following sources of information will be used:

- Borehole image logs, caliper, break-out and other well information
- Slip and dilation tendency
- Focal point mechanisms / micro-earthquakes
- Use seismic anisotropy velocity information from 3D processing where a good dataset is available
- Compare to analogues

DELIVERABLES

D6.1 Regional interpretation that can be fine-tuned to local scale in WP 9

D6.2 Conceptual model including reservoir quality

D6.3 Velocity model to be used for time-depth conversion on local scale

D6.4 Regional stress regime

DEPENDENCY ON OTHER WORK PACKAGES OR TASKS

The activities in this work package depend on results from WP 1, WP 2, WP 3, WP 4 and WP 5.

WP 7 – Regional activities Mid

AIM

The aim is to create synergy and cost efficiency among the two consortia in this region. By going to local scale for activities as late as possible, costs are shared longer between the projects and go/no-go moments can be incorporated. This will result in knowledge increase and lower costs.

VALUE OF INFORMATION

The tasks in this work package are aimed at getting an understanding of the regional structure of the Peel-Maasbommel-Zandvoort High at Dinantian level so that the three different projects situated on this high are geologically aligned. By combining these activities, the knowledge of the region and the quality of the interpretations will increase, which will add

value to each individual project. Understanding can be reached that would otherwise have been missed when these activities would only be performed locally. The regional work forms a necessary step in developing the subsurface model, which in its turn is the input for the 3D reservoir model on which eventually the right drilling target can be identified and used during the 30 years of production.
TASKS
<p>Task 7.1 Regional interpretation of the seismic data</p> <p>The task includes a regional interpretation based on 2D lines tying CAL-GT to the three different projects on the Peel-Maasbommel-Zandvoort High. The aim of this task is to refine the shared national framework of horizons and faults to regional scale. This will be done by regional seismic interpretation and includes: the well-to-seismic ties where necessary for the interpretation, the interpretation of the relevant overburden horizons and top/base of the Dinantian, faults, intra-Dinantian horizons (when possible) and interpretation of basement architecture. The building of a velocity model for time-depth conversion is included in this task. The existing Velmod-3 model will be adapted to the regional well data for the levels to the top of the Carboniferous. The new insights for the Upper Carboniferous and the Dinantian from WP 2 will be used for the respective deeper levels. The task also includes a review and use of available gravity study for interpretation purposes when the shared national inventory is inconclusive.</p> <p>Task 7.2 Use magnetic/gravimetric data to validate models.</p> <p>Existing magnetic and gravimetric data may be used to validate the seismic interpretation and structural analysis at the shared national level. Adjustments and refinements of the results at national scale (WP 2) will be made when necessary.</p> <p>Task 7.3 Regional conceptual model</p> <p>Develop a conceptual model for the Peel-Maasbommel-Zandvoort High based on the shared national work using regional datasets of well logs, cores, images and analogue data that are valid to the region. This includes at least the CAL-GT wells and relevant German wells. The conceptual model will be used to predict reservoir quality distribution across the Peel-Maasbommel-Zandvoort High when possible.</p> <p>Task 7.4 Regional subsurface stress analysis</p> <p>This task has the aim of evaluating the regional stress regime based on the results from WP 2 and the regional geology. The results from WP 2 are refined to the regional level in this task. The basis will be the regional fault interpretation from task 7.1 and a regional scale analysis of the possible impact of local geological factors on orientation and magnitude of the in situ stresses, such as evaporites, faults, facies, slope, etc. using the results of WP 2. The following sources of information will be used:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Borehole image logs, caliper, break-out and other well information - Slip and dilation tendency - Focal point mechanisms / micro-earthquakes - Use seismic anisotropy velocity information from 3D processing where a good dataset is available - Compare to analogues
DELIVERABLES
<p>D7.1 Regional interpretation that can be fine-tuned to local scale in WP 9.</p> <p>D7.2 Conceptual model of the Dinantian on the Peel-Maasbommel-Zandvoort High, including reservoir quality when possible</p> <p>D7.3 Velocity model to be used for time-depth conversion on local scale</p> <p>D7.4 Regional stress regime</p>
DEPENDENCY ON OTHER WORK PACKAGES OR TASKS
The activities in this work package depend on results from WP 1, WP 2, WP 3, WP 4 and WP 5.

WP 8 - Regional activities South

AIM
A number of activities will be done together by the two consortia within the sub-play region south (Havenbedrijf Rotterdam and Schiedam), to create synergy and cost efficiency amongst these two consortia.

VALUE OF INFORMATION
<p>The tasks in this work package are aimed at getting an understanding of the regional structure of the northward extension of the Dinantian towards the southern edge of the West Netherlands Basin at Dinantian level. By combining these activities, the knowledge of the region and the quality of the interpretations will increase, which will add value to each individual project. Understanding can be reached that would otherwise have been missed when these activities would only be performed locally. The regional work forms a necessary step in developing the local subsurface models, which in its turn is the input for the 3D reservoir model on which eventually the right drilling target can be identified and used during the 30 years of production.</p>
TASKS
<p>The activities comprise regional interpretation of seismic data (2D/3D), possibly combined with use of EM/gravity data to validate models, the development of shared "local" static and temperature models incorporating regional analyses on reservoir quality and temperature, regional assessment of subsurface stresses. The activities are described in five tasks.</p> <p>Task 8.1 Regional interpretation of the seismic data</p> <p>The aim of this task is to refine the shared national framework of horizons and faults to regional scale. This will be done by regional seismic interpretation and includes: the well-to-seismic ties where necessary for the interpretation, the interpretation of the relevant overburden horizons and top/base of the Dinantian, faults, intra-Dinantian horizons (when possible) and interpretation of basement architecture. Existing offshore interpretation provided by ONE of Z3WES1997A will be incorporated. If feasible, seismic inversion will be applied to visualize the rock properties in the 3D volume in task 8.3 but can also be used to refine the interpretation. The velocity model will be adapted so that it honours the regional data. This model will then be used by both projects for the time-depth conversion at regional and local scale.</p> <p>Task 8.2 Use magnetic/gravimetric data to validate models.</p> <p>Existing magnetic and gravimetric data may be used to validate the seismic interpretation and structural analysis at the national level. Adjustments and refinements of the results at national scale (WP 2) will be made when necessary.</p> <p>Task 8.3 Regional static geological model</p> <p>The activities in this task are aimed at using the shared national level horizons and faults to build a static model at the regional level using regional datasets of well logs, cores, images and analogue data that are valid to the region. A detailed correlation is made with wells O18-01, P16-01, S05-01, S02-02, BHG-01, KTG-01 and WDR-01 so that the regional conceptual model incorporates the data points in the region. Seismic inversion may be tested and if useful be used to define facies / rock type and the regional reservoir quality model in more detail. A combined static model will be built for both consortia. This model covers both locations and includes a geostatistical analysis.</p> <p>Task 8.4 Regional temperature model</p> <p>Refining and validating the temperature model from national scale to regional scale is the objective of this task. This will be done by using (interpreted) seismic data, well information, rock properties and heat conduction coefficients to build a regional temperature model. This update will be cross-checked with the temperature model database available at NAM. The local update can later be integrated into the temperature model at national scale.</p> <p>Task 8.5 Regional subsurface stress analysis</p> <p>The results from WP 2 are refined to the regional level in this task. The basis will be the regional fault interpretation from task 8.1 and a regional scale analysis of the possible impact of local geological factors on orientation and magnitude of the in situ stresses, such as evaporites, faults, facies, slope, etc. using the results of WP 2. The following sources of information will be used:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Borehole image logs, caliper, break-out and other well information - Slip and dilation tendency - Focal point mechanisms / micro-earthquakes - Use seismic anisotropy velocity information from 3D processing where a good dataset is available (offshore?) - Compare to analogues
DELIVERABLES

Deliverables for each task will be specified in more detail in separate scope of work documents once the EWP has been agreed upon by all parties involved.
D8.1 Velocity model for both projects to be used for time-depth conversion on both regional and local scale
D8.2 Regional interpretation of the relevant overburden horizons and top/base of the Dinantian, faults, intra-Dinantian horizons (when possible) and interpretation of basement architecture that can be fine-tuned on local scale
D8.3 Refined regional temperature model to be used for the temperature calculations at both projects
D8.4 Static geological model covering both projects which includes depth, expected temperature, faults/fractures, nearby existing gas/oil fields and reservoir properties.
D8.6 Regional stress model that forms the input for the stress modelling in the local geomechanical model
DEPENDENCY ON OTHER WORK PACKAGES OR TASKS
The work in this work package is dependent on the results of WP 2 and the results of WP 5 for those activities that are applicable to both Havenbedrijf Rotterdam and Schiedam.

3.3 Activities at Local Level

WP 9.1 - GOUD³

AIM
The aim of these activities is to generate reliable input for the business case analysis so that a go/no-go decision can be made at the decision gate on whether to continue the project to the development phase. The cost estimation for the wells will have reached a level of uncertainty of 30%. Each consortium will perform a large number of activities on a local scale, often refining and applying results and findings from activities at the national or regional level.
VALUE OF INFORMATION
The static, dynamic and geomechanical models will be used to determine the subsurface location of the first pilot well with the highest probability of success and the lowest risk. The models will also be used for evaluating the well after drilling, and are updated when necessary. This may lead to necessary adjustments of the location or well design of the next well before the drilling can commence. In the event that the geothermal system starts production, the updated reservoir and geomechanical models will be used for monitoring purposes so the system can be optimized and operated in a safe and responsible way. The conceptual design gives input for the business case since it delivers a cost estimation of the project with an uncertainty of approximately 30%. This is deemed sufficient to make a reliable final investment decision.
TASKS
<p>Task 9.1.1 - Local risk assessment</p> <p>Based on the risk assessment on a national and regional scale, the risks that are applicable to the project will be identified and quantified where possible. This includes, for example, the risk on the presence of hydrocarbons. The risks will be reported using the template that is the result of WP 4.</p> <p>Task 9.1.2 - Local interpretation</p> <p>This task includes a detailed interpretation of the available 2D seismic data resulting from WP 5. This includes: the well-to-seismic ties from regional interpretation where necessary for the interpretation, the interpretation of the relevant overburden horizons and top/base of the Dinantian, faults, intra-Dinantian horizons (when possible) and interpretation of basement architecture. The velocity model from task 7.1 will be used for time-depth conversion.</p> <p>Task 9.1.3 - Local temperature model</p> <p>Refining and validating the temperature model from national scale to local scale is the objective of this task. This will be done by using seismic data, well information, rock properties and heat conduction coefficients to build a local temperature model. The local update will be integrated into the temperature model at national scale.</p>

³ At the start of this work package, the executive board consisting of GOUD and EBN will define the work in more detail and what work can be done in-kind by partners within the GOUD consortium.

Task 9.1.4 - Local static model

This task focuses on the building of a static model using the input from tasks 9.1.2 and 9.1.3. This task also includes adjusting the national and regional conceptual models to the local scale based on task 9.1.2. The results of this task form the input for the next tasks.

Task 9.1.5 - Local reservoir model

Based on the local static model and the reference models developed in WP 2, WP 3 and WP 4, a reservoir model will be built to determine the subsurface well locations and the expected flow rates. The reservoir model will be tested using the geomechanical model in task 9.1.6 and adjusted if needed. The model forms the basis for the reservoir model during production and should be a 3D model when possible. The model should be sufficient for application for SDE+.

Task 9.1.6 - Local geomechanical model

This task comprises the building of a local (conceptual) geomechanical model using the generic workflow from WP 2. The regional stress field will be analysed for the impact of local geological factors on the orientation and magnitude of in situ stress, e.g. the presence of evaporites, faults, slope, etc., and adjusted if needed. This model should be of sufficient detail so that risks can be quantified as far as possible and required (as input for task 9.1.1). The developed model will be input for the assessment of the risk of induced and triggered seismicity, using the generic approach developed in WP 3. Using the results of task 9.1.5 and the generic approach developed in WP 3, a local seismic hazard assessment is carried out. This model will be tested and updated if necessary after the drilling of the first pilot well in the next phase.

Task 9.1.7 - Local conceptual stimulation concept

Based on the local static, geomechanical and reservoir models, those concepts that are valid for the project will be selected and applied.

Task 9.1.8 - Local conceptual well design

The well design developed on the national level will be re-evaluated for the local situation. This includes adjustment to the local geology, depth and project-specific risks that are not yet included in the well design from the national level.

DELIVERABLES

D9.1a. Local static, geomechanical and reservoir models with uncertainty bandwidths necessary for the flow calculations (with and without stimulation)

D9.1b. Local risk register including the local risk on induced seismicity

D9.1c. Feasible conceptual well design and conceptual stimulation accompanied by a cost estimation for the wells with an uncertainty of 30%

DEPENDENCY ON OTHER WORK PACKAGES OR TASKS

All tasks are dependent on the results from WP 1, WP 2, WP 3, WP 4, WP 5 and WP 7.

WP 9.2 - Havenbedrijf Rotterdam**AIM**

The aim of these activities is to generate reliable input for the business case analysis so that a go/no-go decision can be made at the decision gate on whether to continue the project to the development phase. The cost estimation for the wells will have reached a level of uncertainty of 30%. Each consortium will perform a large number of activities on a local scale, often refining and applying results and findings from activities at the national or regional level.

VALUE OF INFORMATION

The static, dynamic and geomechanical models will be used to determine the subsurface location of the first pilot well with the highest probability of success and the lowest risk. The models will also be used for evaluating the well after drilling, and are updated when necessary. This may lead to necessary adjustments of the location or well design of the next well before the drilling can commence. In the event that the geothermal system starts production, the updated reservoir and geomechanical models will be used for monitoring purposes so the system can be optimized and operated in a safe and

responsible way. The conceptual design gives input for the business case since it delivers a cost estimation of the project with an uncertainty of approximately 30%. This is deemed sufficient to make a reliable final investment decision.

TASKS

Task 9.2.1 - Local risk assessment

Based on the risk assessment on a national scale, the risks that are applicable to the project will be identified and quantified where possible. This includes, for example, the risk on the presence of hydrocarbons. The risks will be reported using the template that is the result of WP 4.

Task 9.2.2 - Local interpretation

The national to regional scale maps and faults (output of WP 2 and Task 8.1) will be used as input for a detailed local interpretation. The seismic data will be interpreted in the highest detail possible for the top and base Dinantian, overburden around the planned well paths, faults and internal features (when possible). Seismic inversion may be tested and if useful be used to define facies / rock type / karst and the regional reservoir quality model in more detail but can also be used to refine the interpretation.

Task 9.2.3 - Local static model

The regional static model (output of task 8.3) will be updated based on the results from the local interpretation in task 9.2.1. This task includes adjusting the national and regional conceptual models to the local scale. The results of this task form the input for the next tasks.

Task 9.2.4 - Local reservoir model

Based on the local static model and the reference models developed in WP 2, WP 3 and WP 4, a reservoir model will be built to determine the subsurface well locations and the expected flow rates. The reservoir model will be tested using the geomechanical model in task 9.2.5 and adjusted if needed. The model forms the basis for the reservoir model during production and should be a 3D model when possible. The model should be sufficient for application for SDE+.

Task 9.2.5 - Local geomechanical model

This task comprises the building of a local (conceptual) geomechanical model using the generic workflow from WP 2. The regional stress field will be analysed for the impact of local geological factors on the orientation and magnitude of in situ stress, e.g. the presence of evaporites, faults, slope, etc., and adjusted if needed. This model should be of sufficient detail so that risks can be quantified as far as possible and required (as input for task 9.2.3). The developed model will be input for the assessment of the risk of induced and triggered seismicity, using the generic approach developed in WP 3. Using the results of task 9.2.4 and the generic approach developed in WP 3, a local seismic hazard assessment is carried out. This model will be tested and updated if necessary after drilling of the first pilot well in the next phase.

Task 9.2.6 - Local conceptual stimulation concept

Based on the local static, geomechanical and reservoir models (tasks 9.2.2, 9.2.4 and 9.2.5), those concepts that are valid for the project will be selected and applied.

Task 9.2.7 - Local conceptual well design

The well design developed on the national level will be re-evaluated for the local situation. This includes adjustment to the local geology, depth and project-specific risks that are not yet included in the well design from the national level.

DELIVERABLES

D9.2a. Local static, geomechanical and reservoir models with uncertainty bandwidths necessary for the flow calculations (with and without stimulation)

D9.2b. Local risk register including the local risk on induced seismicity

D9.2c. Feasible conceptual well design and conceptual stimulation accompanied by a cost estimation for the wells with an uncertainty of 30%

DEPENDENCY ON OTHER WORK PACKAGES OR TASKS

All tasks are dependent on the results from WP 1, WP 2, WP 3, WP 4, WP 5 and WP 8.

WP 9.3 – Leeuwarden

AIM
The aim of these activities is to generate reliable input for the business case analysis so that a go/no-go decision can be made at the decision gate on whether to continue the project to the development phase. The cost estimation for the wells will have reached a level of uncertainty of 30%. Each consortium will perform a large number of activities on a local scale, often refining and applying results and findings from activities at the national or regional level.
VALUE OF INFORMATION
The static, dynamic and geomechanical models will be used to determine the subsurface location of the first pilot well with the highest probability of success and the lowest risk. The models will also be used for evaluating the well after drilling, and are updated when necessary. This may lead to necessary adjustments of the location or well design of the next well before the drilling can commence. In the event that the geothermal system starts production, the updated reservoir and geomechanical models will be used for monitoring purposes so the system can be optimized and operated in a safe and responsible way. The conceptual design gives input for the business case since it delivers a cost estimation of the project with an uncertainty of approximately 30%. This is deemed sufficient to make a reliable final investment decision.
TASKS
<p>Task 9.3.1 - Local risk assessment</p> <p>Based on the risk assessment on a national and regional scale, the risks that are applicable to the project will be identified and quantified where possible. This includes, for example, the risk on the presence of hydrocarbons. The risks will be reported using the template that is the result of WP 4.</p> <p>Task 9.3.2 - Local interpretation</p> <p>This task includes a full 3D interpretation of the (reprocessed/inverted) seismic data of WP 5 at the relevant location. This includes: the well-to-seismic ties from regional interpretation where necessary for the interpretation, the interpretation of the relevant overburden horizons and top/base of the Dinantian, faults, intra-Dinantian horizons (when possible) and interpretation of basement architecture. Seismic inversion may be used (after feasibility) to define facies / rock type / karst and the regional reservoir quality model in more detail. The velocity model from task 6.1 will be used for time-depth conversion.</p> <p>Task 9.3.3 - Local temperature model</p> <p>Refining and validating the temperature model from national scale to local scale is the objective of this task. This will be done by using seismic data, well information, rock properties and heat conduction coefficients to build a local temperature model. The local update will be integrated into the temperature model at national scale.</p> <p>Task 9.3.4 - Local static model</p> <p>This task focuses on the building of a static model using the input from tasks 9.3.2 and 9.3.3. This task also includes adjusting the national and regional conceptual models to the local scale based on the same interpretations. The results of this task form the input for the next tasks.</p> <p>Task 9.3.5 - Local reservoir model</p> <p>Based on the local static model and the reference models developed in WP 2, WP 3 and WP 4, a reservoir model will be built to determine the subsurface well locations and the expected flow rates. The reservoir model will be tested using the geomechanical model in task 9.3.6 and adjusted if needed. The model forms the basis for the reservoir model during production and should be a 3D model when possible. The model should be sufficient for application for SDE+.</p> <p>Task 9.3.6 - Local geomechanical model</p> <p>Safety and responsible development are key for a successful project. First, a local scale analysis of impact of local, geological factors on orientation and magnitude of in situ stress of relevance to UDG (evaporites, faults, facies, slope, etc.) is made based on conceptual guidelines / best practices from WP 2 and the results in 6.3. The developed model will be input for the assessment of the risk of induced and triggered seismicity, using the generic approach developed in WP 3. The level of detail of the local geomechanical model will be such that it is sufficient for stakeholders before drilling can</p>

commence. The necessary data gaps will be identified and these data will be gathered in the well to be drilled. A full detailed geomechanical model will be made after drilling of the first well and data gathering and analysis is completed.

Task 9.3.7 - Local conceptual stimulation concept

Based on the local static, geomechanical and reservoir models, those concepts that are valid for the project will be selected and applied.

Task 9.3.8 - Local conceptual well design

The well design developed on the national level will be re-evaluated for the local situation. This includes adjustments to the local geology, depth and project-specific risks that are not yet included in the well design from the national level.

DELIVERABLES

D9.3a. Local static, geomechanical and reservoir models with uncertainty bandwidths necessary for the flow calculations (with and without stimulation)

D9.3b. Local risk register including the local risk on induced seismicity

D9.3c. Feasible conceptual well design and conceptual stimulation accompanied by a cost estimation for the wells with an uncertainty of 30%

DEPENDENCY ON OTHER WORK PACKAGES OR TASKS

All tasks are dependent on the results from WP 1, WP 2, WP 3, WP 4, WP 5 and WP 6.

WP 9.4 - Oost Brabant

AIM

The aim of these activities is to generate reliable input for the business case analysis so that a go/no-go decision can be made at the decision gate on whether to continue the project to the development phase. The cost estimation for the wells will have reached a level of uncertainty of 30%. Each consortium will perform a large number of activities on a local scale, often refining and applying results and findings from activities at the national or regional level.

VALUE OF INFORMATION

The static, dynamic and geomechanical models will be used to determine the subsurface location of the first pilot well with the highest probability of success and the lowest risk. The models will also be used for evaluating the well after drilling, and are updated when necessary. This may lead to necessary adjustments of the location or well design of the next well before the drilling can commence. In the event that the geothermal system starts production, the updated reservoir and geomechanical models will be used for monitoring purposes so the system can be optimized and operated in a safe and responsible way. The conceptual design gives input for the business case since it delivers a cost estimation of the project with an uncertainty of approximately 30%. This is deemed sufficient to make a reliable final investment decision.

TASKS

Task 9.4.1 - Local risk analysis

Based on the risk assessment on a national and regional scale, the risks that are applicable to the project will be identified and quantified where possible. This includes, for example, the risk on the presence of hydrocarbons. The risks will be reported using the template that is the result of WP 4.

Task 9.4.2 - Local interpretation

This task includes a detailed interpretation of the available 2D seismic data, resulting from WP 5. This includes the new seismic data that is acquired in addition to the seismic data in the Green Deal Brabant. The work includes the well-to-seismic ties from regional interpretation where necessary for the interpretation, the interpretation of the relevant overburden horizons and top/base of the Dinantian, faults, intra-Dinantian horizons (when possible) and interpretation of basement architecture. The velocity model from task 7.1 will be used for time-depth conversion.

Task 9.4.3 - Local gravimetry/EM data (optional)

New magnetic and gravimetric data may be used to validate the seismic interpretation and structural analysis at the local level. Adjustments and refinements of the results at national scale (WP 2) will be made when necessary.

<p>Task 9.4.4 - Local temperature model</p> <p>Refining and validating the temperature model from national scale to local scale is the objective of this task. This will be done by using seismic data, well information, rock properties and heat conduction coefficients to build a local temperature model. The local update will be integrated into the temperature model at national scale.</p> <p>Task 9.4.5 - Local static model</p> <p>A local static model will be built based on the local interpretations of tasks 9.4.2 to 9.4.4. This task also consists of adjusting the national and regional conceptual models to the local scale. This includes using the well evaluation for facies type, rock physics models, lithostratigraphy, fractures from WP2 of the relevant wells. The results of this task form the input for the next tasks.</p> <p>Task 9.4.6 - Local reservoir model</p> <p>Based on the local static model and the reference models developed in WP 2, WP 3 and WP 4, a reservoir model will be built to determine the subsurface well locations and the expected flow rates. The reservoir model will be tested using the geomechanical model in task 9.4.7 and adjusted if needed. The model forms the basis for the reservoir model during production and should be a 3D model when possible. The model should be sufficient for application for SDE+.</p> <p>Task 9.4.7 - Local geomechanical model</p> <p>This task comprises the building of a local (conceptual) geomechanical model using the generic workflow from WP 2. The regional stress field will be analysed for the impact of local geological factors on the orientation and magnitude of in situ stress, e.g. the presence of evaporites, faults, slope, etc., and adjusted if needed. This model should be of sufficient detail so that risks can be quantified as far as possible and required (as input for task 9.4.1). The developed model will be input for the assessment of the risk of induced and triggered seismicity, using the generic approach developed in WP 3. Using the results of task 9.4.6 and the generic approach developed in WP 3, a local seismic hazard assessment is carried out. This model will be tested and updated if necessary after drilling of the first pilot well in the next phase.</p> <p>Task 9.4.8 - Local conceptual stimulation concept</p> <p>Based on the local static, geomechanical and reservoir models, those concepts that are valid for the project will be selected and applied.</p> <p>Task 9.4.9 - Local conceptual well design</p> <p>The well design developed at the national level will be re-evaluated for the local situation. This includes adjustment to the local geology, depth and project-specific risks that are not yet included in the well design from the national level.</p>
<p>DELIVERABLES</p> <p>D9.4a. Local static, geomechanical and reservoir models with uncertainty bandwidths necessary for the flow calculations (with and without stimulation)</p> <p>D9.4b. Local risk register including the local risk on induced seismicity</p> <p>D9.4c. Feasible conceptual well design and conceptual stimulation accompanied by a cost estimation for the wells with an uncertainty of 30%</p>
<p>DEPENDENCY ON OTHER WORK PACKAGES OR TASKS</p> <p>All tasked are linked or dependent on to WP 1, WP 2, WP 3, WP 4, WP 5 and WP 7.</p>

WP 9.5 - Renkum

<p>AIM</p> <p>The aim of these activities is to generate reliable input for the business case analysis so that a go/no-go decision can be made at the decision gate on whether to continue the project to the development phase. The cost estimation for the wells will have reached a level of uncertainty of 30%. Each consortium will perform a large number of activities on a local scale, often refining and applying results and findings from activities at the national or regional level.</p>
<p>VALUE OF INFORMATION</p>

The static, dynamic and geomechanical models will be used to determine the subsurface location of the first pilot well with the highest probability of success and the lowest risk. The models will also be used for evaluating the well after drilling, and are updated when necessary. This may lead to necessary adjustments of the location or well design of the next well before the drilling can commence. In the event that the geothermal system starts production, the updated reservoir and geomechanical models will be used for monitoring purposes so the system can be optimized and operated in a safe and responsible way. The conceptual design gives input for the business case since it delivers a cost estimation of the project with an uncertainty of approximately 30%. This is deemed sufficient to make a reliable final investment decision.

TASKS

Task 9.5.1 - Local risk analysis

Based on the risk assessment on a national and regional scale, the risks that are applicable to the project will be identified and quantified where possible. This includes, for example, the risk on the presence of hydrocarbons. The risks will be reported using the template that is the result of WP 4.

Task 9.5.2 - Local interpretation

This task includes a detailed interpretation of the available 2D seismic data resulting from WP 5. The work includes the well-to-seismic ties from regional interpretation where necessary for the interpretation, the interpretation of the relevant overburden horizons and top/base of the Dinantian, faults, intra-Dinantian horizons (when possible) and interpretation of basement architecture. The velocity model from task 7.1 will be used for time-depth conversion.

Task 9.5.3 - Local gravimetry/EM data (optional)

New magnetic and gravimetric data may be used to validate the seismic interpretation and structural analysis at the local level. Adjustments and refinements of the results at national scale (WP 2) will be made when necessary.

Task 9.5.4 - Local temperature model

Refining and validating the temperature model from national scale to local scale is the objective of this task. This will be done by using seismic data, well information, rock properties and heat conduction coefficients to build a local temperature model. The local update will be integrated into the temperature model at national scale.

Task 9.5.5 - Local static model

A local static model will be built based on the local interpretations of task 9.5.2 to 9.5.4. This task also consists of adjusting the national and regional conceptual models to the local scale. This includes using the well evaluation for facies type, rock physics models, lithostratigraphy, fractures from WP 2 of the relevant wells. The results of this task form the input for the next tasks.

A local static model will be built based on the local interpretations of task 9.5.2 to 9.5.4. This task also consists of adjusting the national and regional conceptual models to the local scale. This includes using the well evaluation for facies type, rock physics models, lithostratigraphy, fractures from WP 2 of the relevant wells. The results of this task form the input for the next tasks.

Task 9.5.6 - Local reservoir model

Based on the local static model and the reference models developed in WP 2, WP 3 and WP 4, a reservoir model will be built to determine the subsurface well locations and the expected flow rates. The reservoir model will be tested using the geomechanical model in task 9.5.7 and adjusted if needed. The model forms the basis for the reservoir model during production and should be a 3D model when possible. The model should be sufficient for application for SDE+.

Task 9.5.7 - Local geomechanical model

This task comprises the building of a local (conceptual) geomechanical model using the generic workflow from WP 2. The regional stress field will be analysed for the impact of local geological factors on the orientation and magnitude of in situ stress, e.g. the presence of evaporites, faults, slope, etc., and adjusted if needed. This model should be of sufficient detail

so that risks can be quantified as far as possible and required (as input for task 9.5.1). The developed model will be input for the assessment of the risk of induced and triggered seismicity, using the generic approach developed in WP 3. Using the results of task 9.5.6 and the generic approach developed in WP 3, a local seismic hazard assessment is carried out. This model will be tested and updated if necessary after drilling of the first pilot well in the next phase.

Task 9.5.8 - Local conceptual stimulation concept

Based on the local static, geomechanical and reservoir models, those concepts that are valid for the project will be selected and applied.

Task 9.5.9 - Local conceptual well design

The well design developed at the national level will be re-evaluated for the local situation. This includes adjustment to the local geology, depth and project-specific risks that are not yet included in the well design from the national level.

DELIVERABLES

D9.5a. Local static, geomechanical and reservoir models with uncertainty bandwidths necessary for the flow calculations (with and without stimulation)

D9.5b. Local risk register including the local risk on induced seismicity

D9.5c. Feasible conceptual well design and conceptual stimulation accompanied by a cost estimation for the wells with an uncertainty of 30%

DEPENDENCY ON OTHER WORK PACKAGES OR TASKS

All tasks are linked or dependent on WP 1, WP 2, WP 3, WP 4, WP 5 and WP 7.

WP 9.6 - Schiedam

AIM

The aim of these activities is to generate reliable input for the business case analysis so that a go/no-go decision can be made at the decision gate on whether to continue the project to the development phase. The cost estimation for the wells will have reached a level of uncertainty of 30%. Each consortium will perform a large number of activities on a local scale, often refining and applying results and findings from activities at the national or regional level.

VALUE OF INFORMATION

The static, dynamic and geomechanical models will be used to determine the subsurface location of the first pilot well with the highest probability of success and the lowest risk. The models will also be used for evaluating the well after drilling, and are updated when necessary. This may lead to necessary adjustments of the location or well design of the next well before the drilling can commence. In the event that the geothermal system starts production, the updated reservoir and geomechanical models will be used for monitoring purposes so the system can be optimized and operated in a safe and responsible way. The conceptual design gives input for the business case since it delivers a cost estimation of the project with an uncertainty of approximately 30%. This is deemed sufficient to make a reliable final investment decision.

TASKS

Task 9.6.1 - Local risk assessment

Based on the risk assessment on a national scale, the risks that are applicable to the project will be identified and quantified where possible. This includes, for example, the risk on the presence of hydrocarbons. The risks will be reported using the template that is the result of WP 4.

Task 9.6.2 - Local interpretation

The national to regional scale maps and faults (output of WP 2 and Task 8.1) will be used as input for a detailed local interpretation. The seismic data will be interpreted in the highest detail possible for the top and base Dinantian, overburden around the planned well paths, faults and internal features (when possible). Seismic inversion may be tested and if useful be used to define facies / rock type / karst and the regional reservoir quality model in more detail but can also be used to refine the interpretation.

Task 9.6.3 - Local static model

The regional static model (output of Task 8.3) will be updated based on the results from the local interpretation in Task 9.3.1. This task also consists of adjusting the national and regional conceptual models to the local scale. This includes using

the well evaluation for facies type, rock physics models, lithostratigraphy, fractures from WP 2 of the relevant wells. The results of this task form the input for the next tasks.

Task 9.6.4 - Local reservoir model

Based on the local static model and the reference models developed in WP 2, WP 3 and WP 4, a reservoir model will be built to determine the subsurface well locations and the expected flow rates. The reservoir model will be tested using the geomechanical model in task 9.6.5 and adjusted if needed. The model forms the basis for the reservoir model during production and should be a 3D model when possible. The model should be sufficient for application for SDE+.

Task 9.6.5 - Local geomechanical model

This task comprises the building of a local (conceptual) geomechanical model using the generic workflow from WP 2. The regional stress field will be analysed for the impact of local geological factors on the orientation and magnitude of in situ stress, e.g. the presence of evaporites, faults, slope, etc., and adjusted if needed. This model should be of sufficient detail so that risks can be quantified as far as possible and required (as input for task 9.6.1). The developed model will be input for the assessment of the risk of induced and triggered seismicity, using the generic approach developed in WP 3. Using the results of task 9.6.4 and the generic approach developed in WP 3, a local seismic hazard assessment is carried out. This model will be tested and updated if necessary after drilling of the first pilot well in the next phase.

Task 9.6.6 - Local conceptual stimulation concept

Based on the local static, geomechanical and reservoir models (Tasks 9.6.3, 9.6.4 and 9.6.5), those concepts that are valid for the project will be selected and applied.

Task 9.6.7 - Local conceptual well design

The well design developed at the national level will be re-evaluated for the local situation. This includes adjustment to the local geology, depth and project-specific risks that are not yet included in the well design from the national level.

DELIVERABLES

D9.6a. Local static, geomechanical and reservoir models with uncertainty bandwidths necessary for the flow calculations (with and without stimulation)

D9.6b. Local risk register including the local risk on induced seismicity

D9.6c. Feasible conceptual well design and conceptual stimulation accompanied by a cost estimation for the wells with an uncertainty of 30%

DEPENDENCY ON OTHER WORK PACKAGES OR TASKS

All tasked are linked or dependent on to WP 1, WP 2, WP 3, WP 4, WP 5 and WP 8.

Appendix 1 Detailed Budget Estimation – Confidential

The tables below show the budget estimates, including contingencies. Two estimations are shown, one for the worst case and one for the best case.

Work packages 1 to 4 will be executed under the SCAN programme. Any costs and risks involved with these activities will be carried by the SCAN programme.

Appendix 2 Seismic acquisition and (re)processing

Task	Subtask	Consortia	Phase*	Activity (acquisition, (re)processing)	Fixed or Conditional	Level
5.1	5.1.1	Leeuwarden	Phase 1	Review of reprocessed NAM 3D seismic, connection Leeuwarden - UHM-02	fixed	regional
5.1	5.1.2	Leeuwarden	Phase 1	Review lines, connection Leeuwarden - LTG-01	fixed	regional
5.2	5.2.1	Havenbedrijf Rotterdam, Schiedam	Phase 1	Review of recently reprocessed and depth imaged nearby 3D datasets	fixed	regional
5.2	5.2.2	Havenbedrijf Rotterdam, Schiedam	Phase 1	Reprocessing and depth imaging 3D seismic, shared part HBR and Schiedam	conditional	regional
5.3	5.3.1	GOUD	Phase 1	Acquisition of 2 "must have" 2D lines for City of Utrecht	fixed	local
5.3	5.3.2	GOUD	Phase 2	Contingent additional 2D lines / 3D survey (unspecified)	conditional	local
5.4	5.4.1	Havenbedrijf Rotterdam	Phase 1	Reprocessing and depth imaging 3D seismic, part HBR	conditional	local
5.4	5.4.2	Havenbedrijf Rotterdam	Phase 2	Acquisition of 3D (or 2D) in small area	conditional	local
5.4	5.4.3	Havenbedrijf Rotterdam	Phase 2	Acquisition of seismic data for well location	conditional	local
5.5	5.5.1	Leeuwarden	Phase 1	Review of reprocessed NAM 3D seismic in Leeuwarden area	fixed	local
5.5	5.5.2	Leeuwarden	Phase 2	Feasibility reprocessing 3D seismic (L3NAM1987F & L3NAM1992A)	conditional	local
5.5	5.5.2	Leeuwarden	Phase 2	Reprocessing seismic 3D data (L3NAM1987F & L3NAM1992A) (200K)	conditional	local
5.5	5.5.3	Leeuwarden	Phase 2	Low frequency processing of inversion	conditional	local
5.5	5.5.4	Leeuwarden	Phase 2	Acquisition 2D line from location Leeuwarden to 3D	conditional	local
5.6	5.6.1	Oost Brabant	Phase 1	Acquisition of 2D lines Helmond 2017 survey (not in UDG-EWP budget, funded by Green Deal Brabant)	fixed	local
5.6	5.6.2	Oost Brabant	Phase 1	Acquisition of additional seismic and change of scope of 5.6.1	conditional	local
5.6	5.6.3	Oost Brabant	Phase 2	Additional seismic for well location Oost Brabant	conditional	local
5.7	5.7.1	Renkum	Phase 1	Acquisition of 5 2D lines as proposed by project Renkum	fixed	local
5.7	5.7.1	Renkum	Phase 1	Acquisition of 3 2D lines project Nijmegen	fixed	local
5.7	5.7.2	Renkum	Phase 2	Acquisition 3D seismic, ca. 20 km ² - area and acquisition parameters to be defined based on the results of phase 1 (feasibility), H1 2019 (unspecified)	conditional	local
5.8	5.8.1	Schiedam	Phase 1	Reprocessing and depth imaging 3D seismic, part Schiedam	conditional	local
5.8	5.8.2	Schiedam	Phase 2	Acquisition of 2D lines for well location	conditional	local

* Phase 1 activities are planned to take place before the first go/no-go moment, Phase 2 activities will take place after the first go/no-go moment

Geological appendix exploration license application

For ENGIE Energy solutions B.V.





Date 03 April 2018
Reference 10.2.e
Subject Exploration License Utrecht, ENGIE on behalve of LEAN and GOUD,
Author 10.2.e
Reviewed by 10.2.e
Version V0.1

CLIENT

Engie Energy Solutions B.V.
10.2.e
Kosterijland 20, 3981AJ Bunnik
T +31 6 10.2.e
10.2.e@engie.com

TABLE OF CONTENTS

1	Introduction	4
2	Local geology	6
3	Potential reservoirs	8
3.1	Tertiary reservoirs	8
3.2	Lower Cretaceous reservoirs	13
3.3	Upper-Jurassic reservoirs	14
3.4	Triassic reservoirs	15
3.5	Permian Reservoir	16
3.5.1	Depth and thickness	16
3.5.2	Porosity and permeability	17
3.5.3	Geothermal power	20
3.6	Carboniferous reservoirs	20
3.7	Summary of potential geothermal reservoirs	21
4	Additional considerations	23
5	References	24
	Appendix 1	25
	Appendix 2	26
	Appendix 3	42

1 Introduction

ENGIE participates in two consortia (GOUD and LEAN) that are currently active to initiate sustainable energy production in the Utrecht area. ENGIE Energy Solutions has requested IF Technology to provide the geological appendix to support their application for a geothermal exploration licence in the Utrecht area. This report describes the geology and shows that there is a reasonable chance of finding suitable geothermal reservoirs in the subsurface of the Utrecht area. The surface locations used to identify the area of interest are: the heat distribution networks (including the transport network and the heat transfer stations); the university terrain area (Uithof) and Rijnsweerd area. These surface locations have been combined with the subsurface potential to define the area of interest in Figure 1.

The area of interest is defined by the following coordinates in RD:

RD coordinates X	RD coordinates Y
133000	447980
136070	447980
137290	451300
145370	451300
145370	452580
147500	454800
145880	460890
145270	464110
137040	464110
129980	459220
129980	453730
132730	448920



Figure 1 Topographic map defining the area of interest, indicated by the blue line. The area outlined by a black line indicates the location of the Uithof and Rijnsweerd. The presence of heat distribution networks are indicated in orange.

The geology of the Utrecht area is assessed by using the following available resources:

- DGM deep V.4 geological model by TNO available through dinoloket.nl
- DGM deep V.2 geological model by TNO available through dinoloket.nl
- (Hydrocarbon) well data available through NLOG.nl
- ThermoGIS 1.2 by TNO
- Study "Ondiepe Geothermie" by IF Technology, KEMA, DVL in 2012.
- Investigation by TNO on Carboniferous and Devonian Targets (Appendix 1-3).
- Presentation by Hanegraaf: LEAN, The Rotliegendes demonstrator
- TNO-NITG, 2002. Toelichting bij kaartbladen VII en VIII.

2 Local geology

The area of interest (Figure 1) includes different structural elements and has undergone a complex structural history. The development of the structural elements in the area of interest is illustrated by Figure 2. The structural history is largely determined by the Variscan and Alpine orogenies, although an important part of the structural elements was already formed during the Caledonian orogeny (TNO-NITG, 2002). The area of interest includes part of the Zandvoort-Krefeld High and the West-Netherlands Basin.

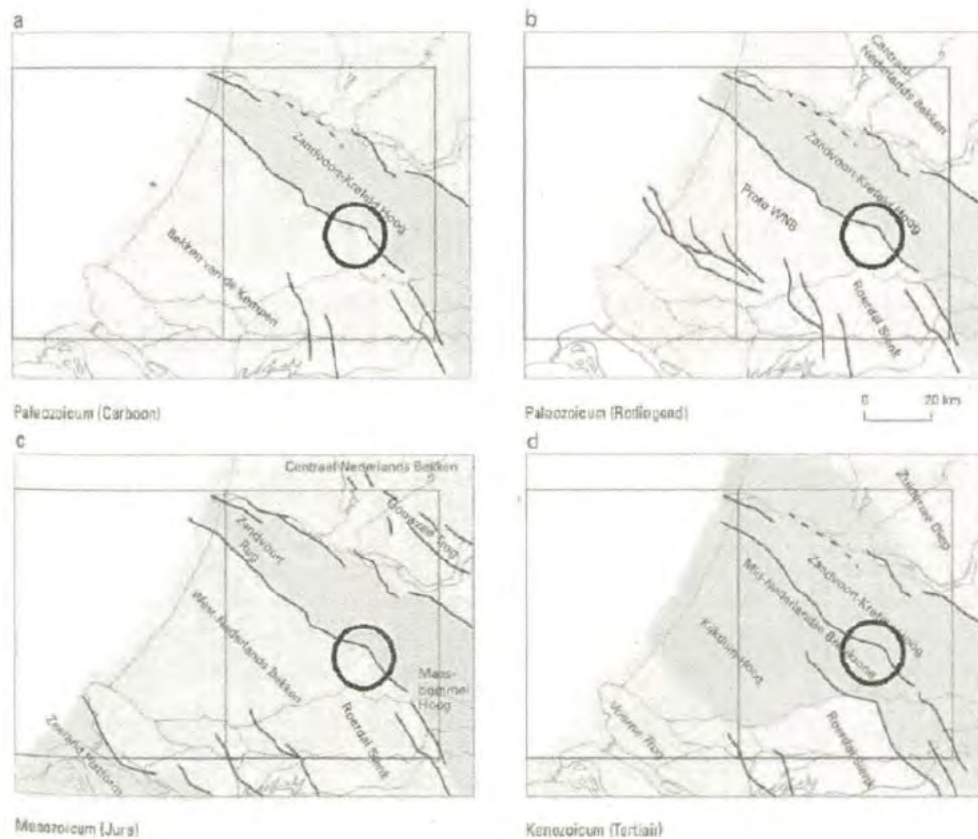


Figure 2 Overview of the evolution of structural elements in the area of interest (black circle); from TNO-NITG, 2002.

The south-western part of the area of interest was part of the West-Netherlands Basin. The West-Netherlands Basin, especially the northern part, has undergone severe inversion (TNO-NITG, 2002). This means that the permeability might be less than expected based on the current depth of occurrence as the reservoirs might have been situated deeper in the past. The north-eastern part of the area of interest is located on the Zandvoort-Krefeld High.

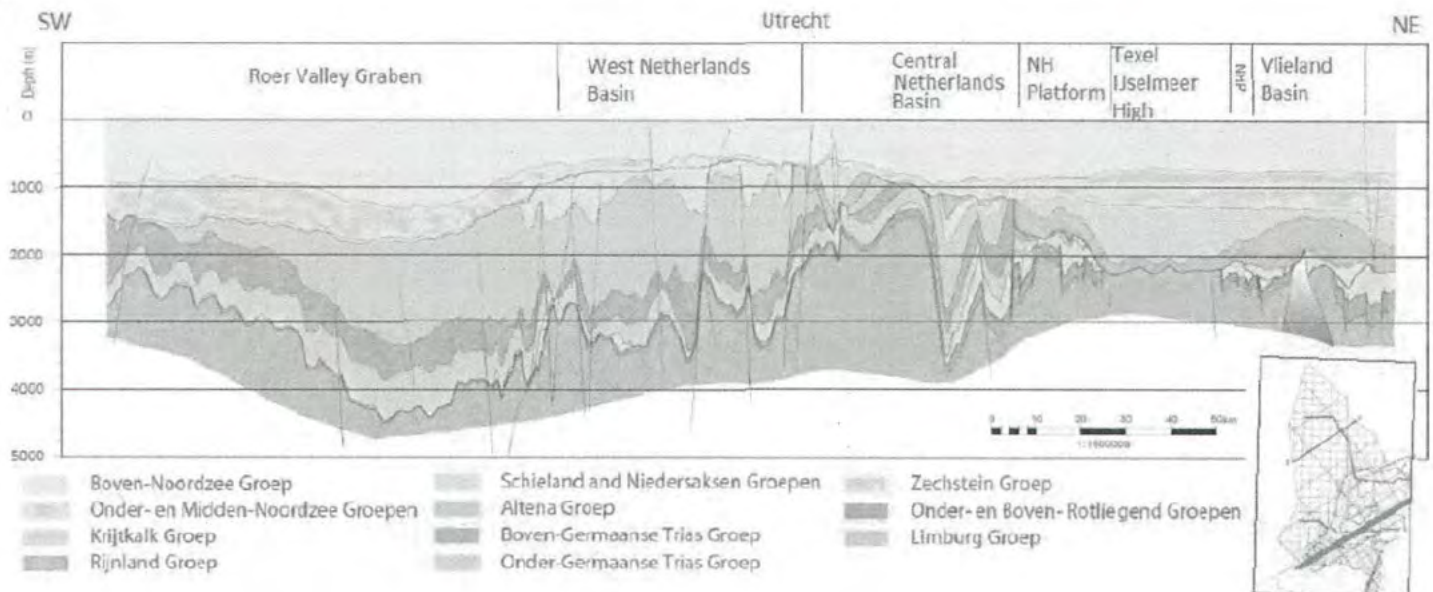


Figure 3 Geological cross-section through the area of interest showing from northeast to southwest, the transition from the Central-Netherlands Basin over the Utrecht area to the West-Netherlands Basin area. The line is indicated in bold red on the overview map in the lower right corner. Cross-section is modified from TNO, appendix 2

3 Potential reservoirs

The investigated potential reservoirs are listed below from young to old. An upper depth boundary of 500 m is applied. Above the boundary the Waterwet is applicable and below the Mijnbouwwet is applicable. The boundary corresponds to a temperature of approximately 25 °C, assuming the national temperature gradient of Bonté et al., 2012. This geothermal gradient is based on available well data in the Netherlands (Bonté, D., Van Wees, J.D., & Verweij, J.M., 2012):

$$T [^{\circ}\text{C}] = 0.031 [^{\circ}\text{C}/\text{m}] \times \text{depth} [\text{m}] + 10.1 [^{\circ}\text{C}]$$

3.1

TERTIARY RESERVOIRS

Maassluis and Oosterhout Formations

The Maassluis and Oosterhout Formations are located (largely) above 500 m TVDSS. The base of the Oosterhout Formation (the older of the two) is indicated in Figure 4. Due to their shallow depth the formations have not been investigated further.

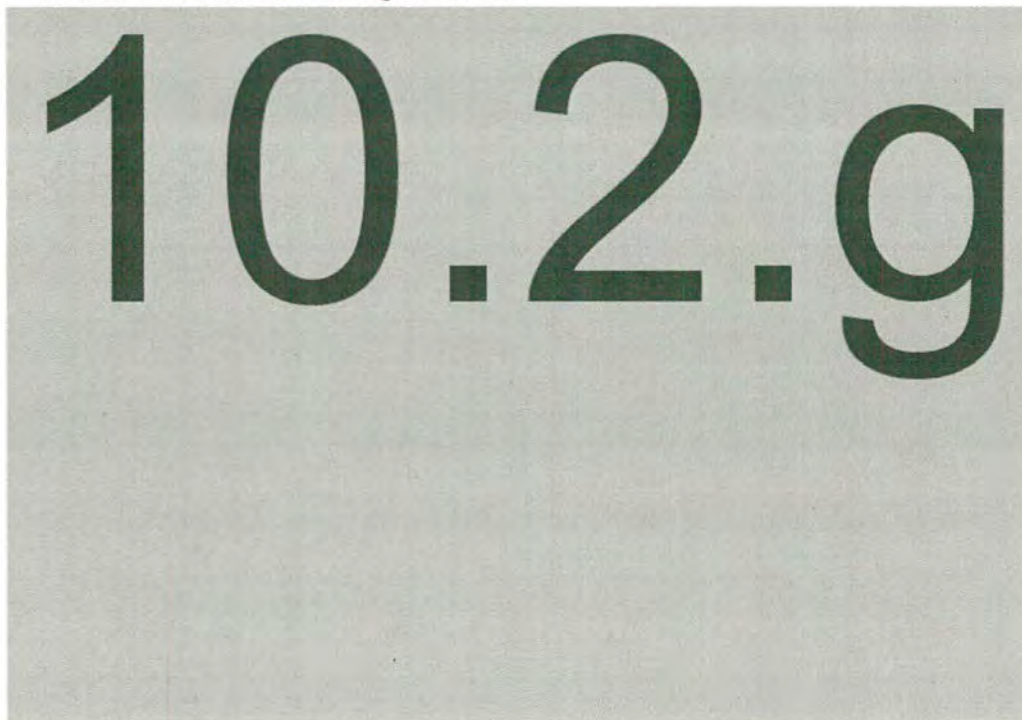


Figure 4 The depth of the base of the Oosterhout Formation. The depth as found in the wells is indicated. The faults at the base of the North Sea Group are indicated for reference but their influence is not incorporated in the map.

Breda Formation

The depth of the top and base and the thickness of the Breda Formation are indicated in Figure 5, Figure 6 and Figure 7. In the area of JUT-01 the Breda formation is deep enough (>500m TVDSS) to be considered for geothermal energy. The thickness of the Breda Formation in JUT-01 is 170 m. The top is at 563 m and the base at 733 m TVDSS, resulting in a temperature between 25 and 30 °C,

based on the national temperature gradient. A regional study concludes that for the Breda Formation a flow of 25-50 m³/h might be expected in the Utrecht area (Figure 9, IF Technology et al., 2012).

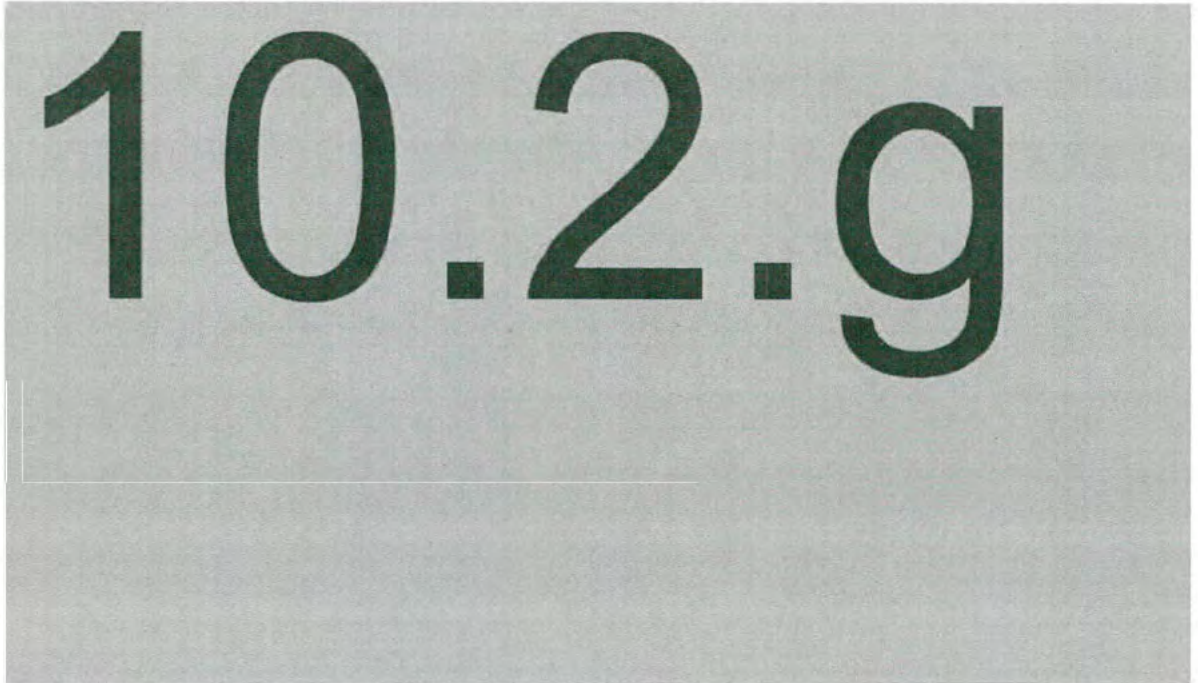


Figure 5 The depth of the top of the Breda Formation without taking into account the effects of faults. The depth of the Breda Formation reported by the wells are also displayed for reference (IF Technology et al., 2012).

10.2.g

Figure 6 The depth of the base of the Breda Formation without taking into account the effect of the faults. The depth of the base of the Breda Formation reported by the wells is displayed for reference (IF Technology et al., 2012).

10.2.g

Figure 7 Thickness of the Breda Formation without taking into account the influence of the faults. The thickness reported by the wells are is displayed for reference (IF Technology et al., 2012).

10.2.g

Figure 8 Temperature at the top of the Breda Formation. The wells that were used to construct the depth map are indicated as reference.

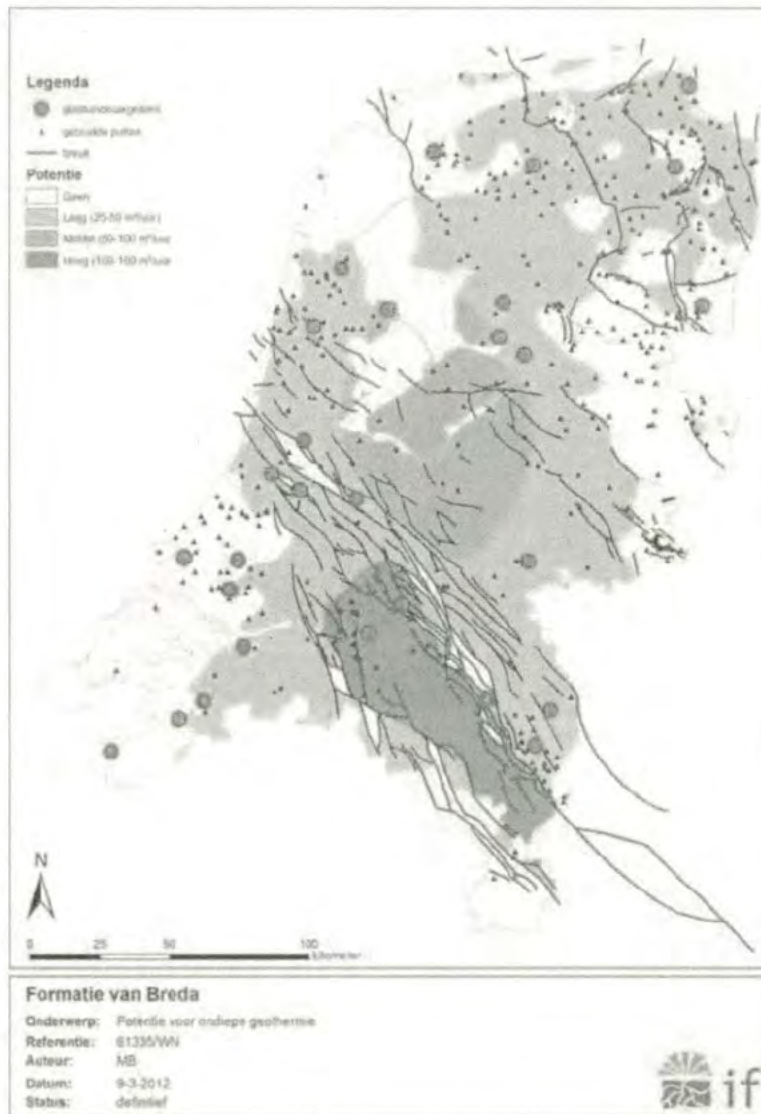


Figure 9 Geothermal potential map of the Breda Formation from IF Technology et al., 2012.

Brussels Sand Member

The Brussels Sand Member has been deposited in two separate basins as illustrated by the geothermal potential map of the Brussels Sand Member in Figure 10 (IF Technology et. al, 2012). The two basins constitute of a south-western basin (Zeeland, West Brabant and south of Rotterdam) and a northern basin (north of the line starting in central Noord Holland, Flevoland, northwest Gelderland and central Overijssel) (IF Technology et al., 2012). The Utrecht study area is located in the area where the Brussels Sand Member is absent. This is confirmed by well JUT-01, where the Brussels Sand Member is not present.

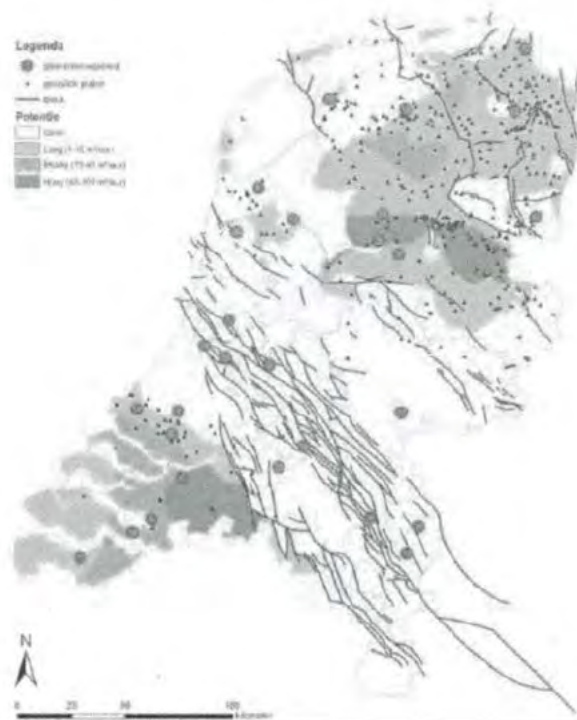


Figure 10 Geothermal potential map for the Brussels Sand Member (IF Technology et al., 2012).

3.2

LOWER CRETACEOUS RESERVOIRS

Lower Cretaceous potential geothermal reservoirs are the IJsselmonde, Berkel and Rijswijk members. These are not identified in JUT-01. According to information available in DGM deep v.4 Lower Cretaceous strata are present east and north of the Uithof (Figure 11, DGM deep V4.0). The wells in and around the northeast part of the study area (ZST-01 and ODK-01) do not reach the Lower Cretaceous strata. Therefore the potential of the Lower Cretaceous sediments cannot be investigated using the available well data. In VRE-01 north of Utrecht City the IJsselmonde, Berkel and Rijswijk members were not present. Exploration drilling would be needed to obtain information on the presence and potential of the Lower Cretaceous reservoirs in the northeastern part of the area of interest. With the current level of available information it is not possible to make any comments about the presence or potential of Lower Cretaceous reservoirs in the study area.

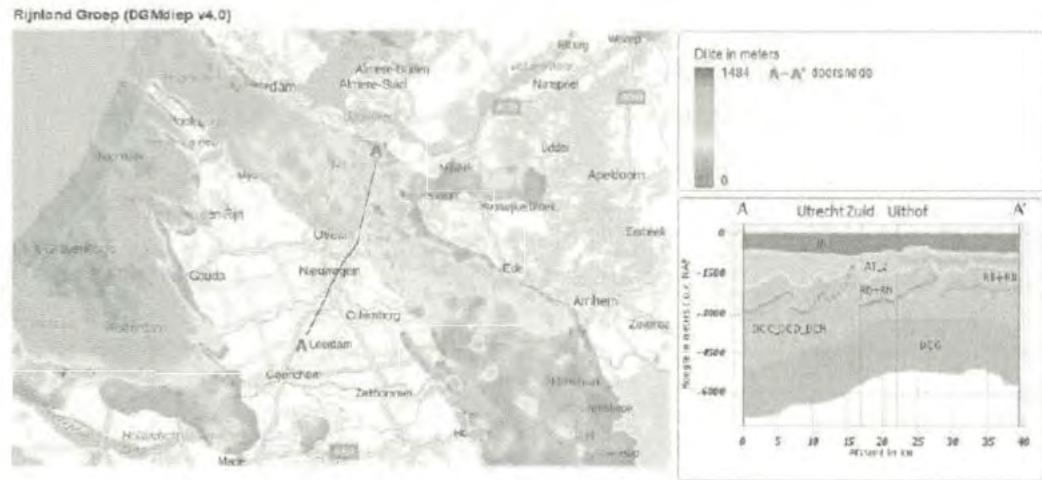


Figure 11 The occurrence of the Lower Cretaceous strata according to DGM Deep V.4. The profile shows the location of the Uithof on the edge of the West-Netherlands Basin, where the Cretaceous strata are absent.

3.3

UPPER-JURASSIC RESERVOIRS

Upper Jurassic aged potential reservoirs such as Alblasserdam, Nieuwerkerk and Delft Sandstone are not present in the subsurface of the Utrecht city area (Figure 12). The nearest occurrence of any Upper Jurassic strata, southwest of Nieuwegein, is 2 kilometers from the heat distribution network. This concerns a relative thin section of less than a hundred meter of Upper -Jurassic aged sediments with uncertainty on the presence of reservoir rocks. Therefore, this is not considered a target with enough potential.

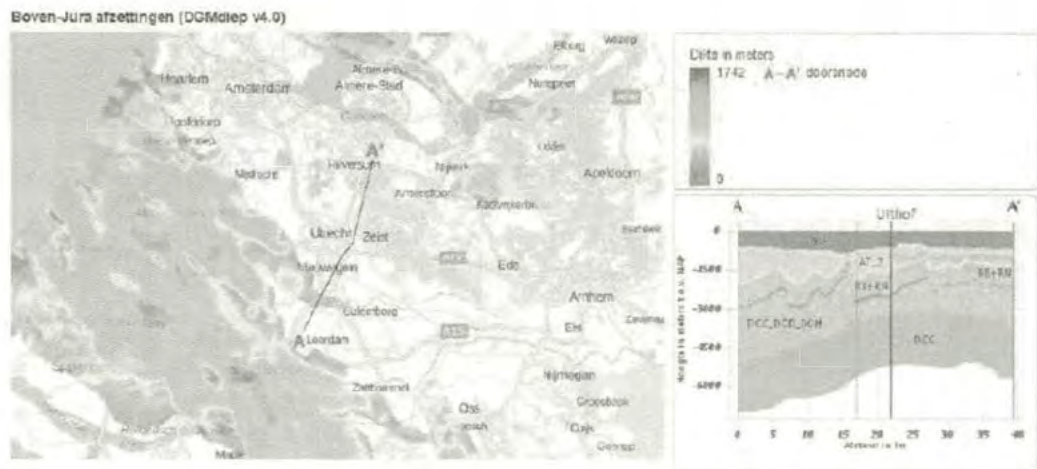


Figure 12 The occurrence of the Upper Jurassic strata according to DGM Deep V.4. The geological profile shows the location of the Uithof with respect to the structural elements.

3.4 TRIASSIC RESERVOIRS

The depth of the base of the Triassic strata is shown in Figure 13. The base of the Triassic Volpriehausen reservoir is situated several 100 meters above the base Triassic as it is underlain by claystones. There are few wells in the Utrecht area that have drilled as deep as the Triassic strata. VRE-01, BKN-01, ZST-01 and ODK-01 are drilled too shallow. JUT-01 has intersected the Triassic strata, see Table 1. The presence of a fault renders the stratigraphy in the well less representative. The Lower Volpriehausen and the Lower Dethfurth Sandstone Members are the potential reservoirs encountered. The sandstone members are separated by 87 m of clay- and siltstone. The sandstone seems to include clay or cemented layers (Composite Well Log of JUT-01). There is no information available on the porosity or permeability of the reservoirs. ThermoGIS V.1.2. indicates an unknown potential for the Triassic reservoirs. Thus, the potential of the reservoirs in the subsurface of Utrecht is uncertain and needs to be further investigated.

Table 1. The Identified Triassic stratigraphy in JUT-01, including potential reservoir members.

Stratigraphy	Top	Base	Thickness	Comments
Lower Muschelkalk Member	1090	1141	-	
Upper Röt Claystone Member	1141	1166	-	
FAULT	1166	1166	-	
Detfurth Claystone Member	1166	1168	-	
Lower Detfurth Sandstone Member	1168	1181	13	Potential reservoir
Volpriehausen Clay-Siltstone Member	1181	1268	87	
Lower Volpriehausen Sandstone Member	1268	1290	22	Potential reservoir

10.2.g

Figure 13 The depth of the base of the Triassic strata and the only well intersecting the Triassic strata in the Utrecht city area JUT-01 indicated for reference. The base Triassic is not equal to the base of the Lower Volpriehausen Sandstone Member as the Volpriehausen is often underlain by claystones members.

3.5 PERMIAN RESERVOIR

The Permian potential geothermal reservoir is the Slochteren Formation. The Slochteren Formation of the Rotliegend Group has been investigated by Hanegraaf et al. in 2017 for the LEAN project. They have amongst others re-evaluated a petrophysical evaluation of the Slochteren Formation by Fugro from 2010 (Fugro, 2010). The information in this section and subsections is primarily based on the presentation of the results of the investigation by Hanegraaf in 2017.

3.5.1 Depth and thickness

The depth and thickness map of the Rotliegend Group are shown in Figure 14 and Figure 15. The Rotliegend Group consists entirely of the Slochteren Formation in the area of interest (JUT-01 and

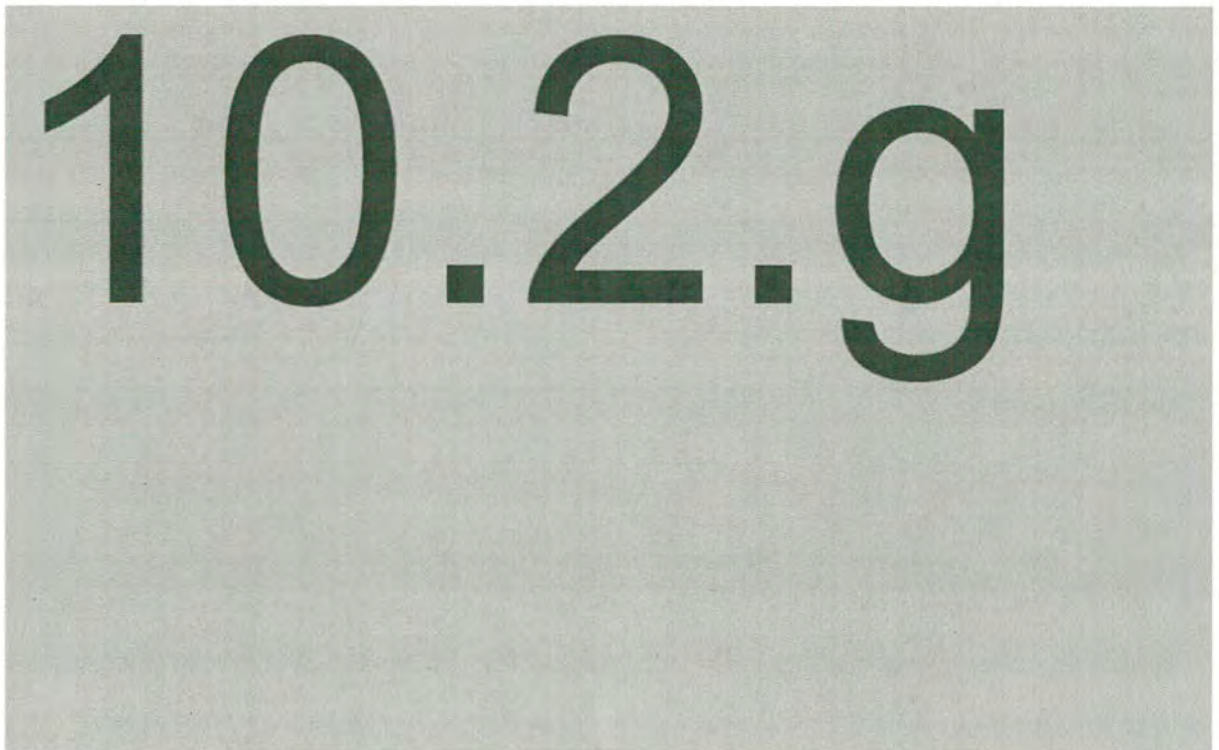


Figure 14 The depth of the base of the Rotliegend Group in meters (DGM Deep V.4). The only well intersecting the Slochteren Formation is JUT-01 at ca. 1780m depth. In green is indicated an area of a relative shallow fault block in the subsurface. This should correspond approximately with the relative high porosity area indicated by blueish-green in Figure 17.

Although DGM Deep V.4 (Figure 15) assumes a gradual thickening from the north to the southwest in the area of interest, the thickness might have been influenced by the structural elements present during deposition of the Slochteren Formation in the Permian (Figure 2 b). The presence of the Zandvoort-Krefeld High might have resulted locally in limited amounts of Slochteren sediments being deposited because of a locally elevated surface (Figure 16). Thus, a detailed seismic interpretation is crucial to define the thickness of the Slochteren Formation in detail in the area of interest.

10.2.g

Figure 15 The thickness of the Rotliegend group from UGM Deep V.4.



Figure 16 Thickness (in meters) of the Slochteren Formation indicated in shades of blue (light blue/white thinnest, dark blue thickest) from TNO-NITG, 2002 and references therein. The area of interest is indicated with a black circle.

3.5.2

Porosity and permeability

The area has sparse well data, a complex geology and different permeability theories. The potential of the Rotliegend beneath Utrecht City is indicated as unknown by ThermoGIS V.1.2.

The Utrecht area at the time of deposition of the Rotliegend (Permian) covers the Proto West Netherlands Basin and part of the Zandvoort-Krefeld High (Figure 2). Each tectonic area has been affected differently by inversion and erosion. A porosity map of the Rotliegend over the area of interest is shown in Figure 17. The porosity in the Rotliegend is on average $\pm 10\%$ (Hanegraaf et al., 2017). The highest porosity is indicated in the central northern part of the area of interest. Most wells are located in the west, in the strongly inverted West Netherlands Basin, where the porosity is low due to the high inversion rate. Well JUT-01 is centrally located but intersects a fault and might therefore not be representative. Currently, the porosity prediction is largely determined by the uncertain porosity-depth relation.

Well BLA-01, located just north of the Utrecht province, has a high porosity indicating reservoir quality. The porosity of the core plugs in BLA-01 is on average 19%, the permeability is 40-300 mD. The core plugs have only been taken from the top part of the well (Figure 18). A petrophysical evaluation executed by Fugro and one by TNO-NITG shows that the bottom part has a very good porosity (approximately 24%). The petrophysical evaluation of Fugro for BLA-01 has a hard permeability cut-off of 200 mD. The higher average permeability of BLA-01 has not yet been incorporated in the ThermoGIS maps. The main question is whether or not the well is representative for the Utrecht area. This needs to be examined.

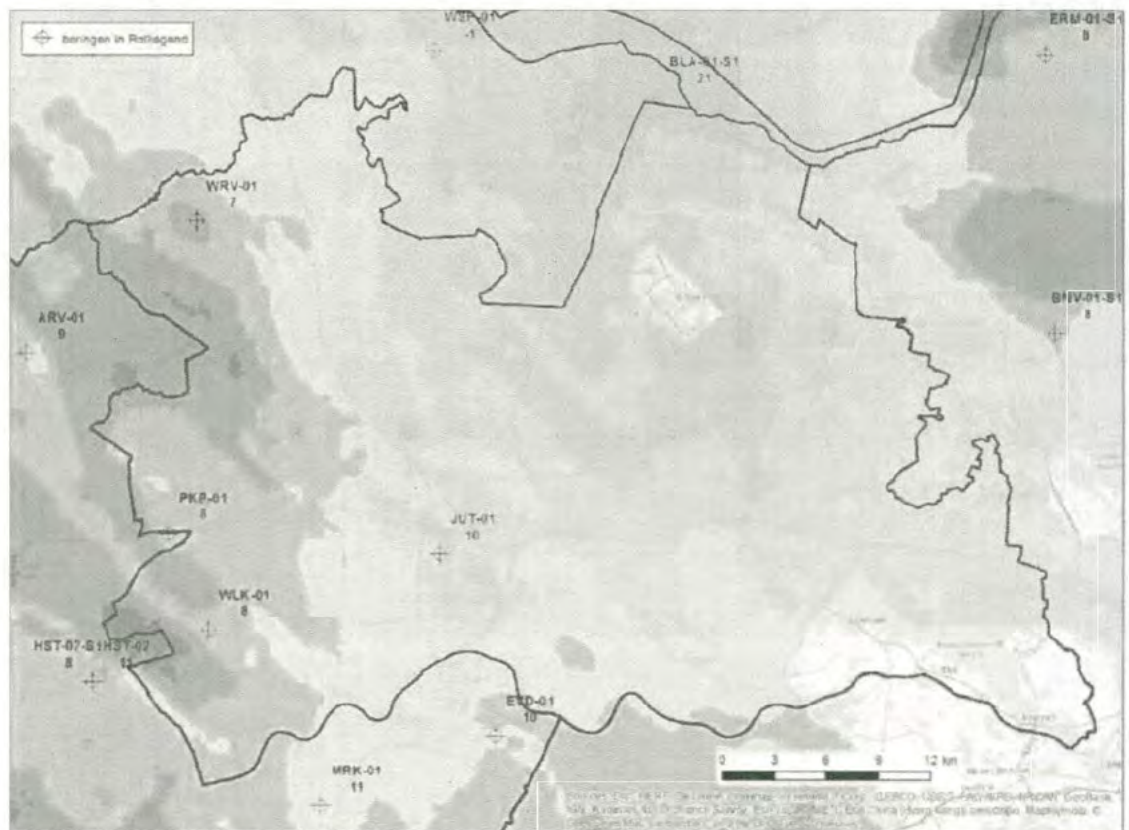
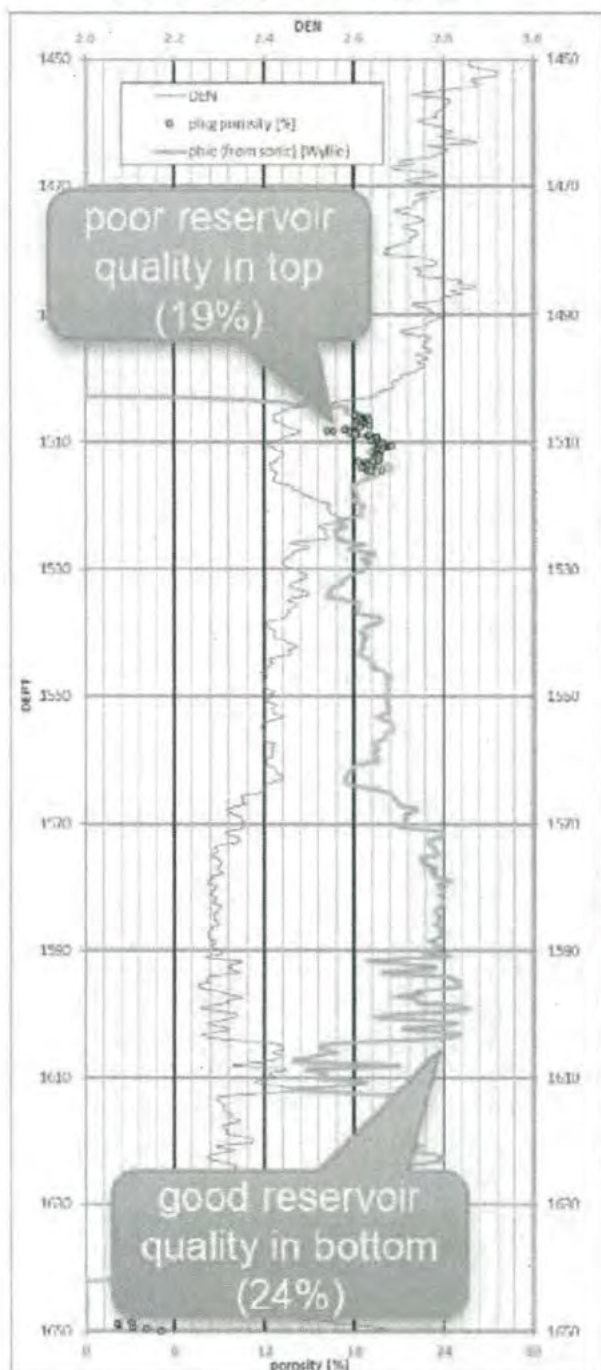
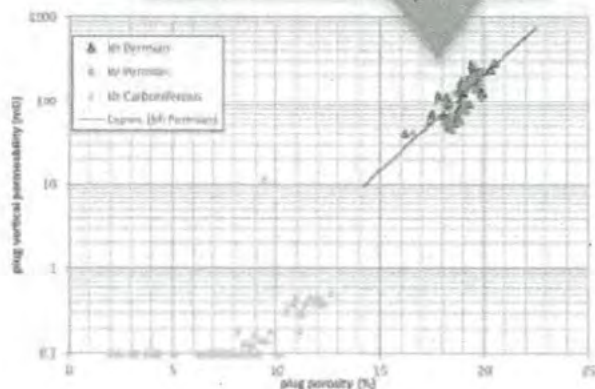


Figure 17 The porosities of the Utrecht area by Hanegraaf et al., (2017). Red indicate low porosities blue indicate high porosities. Porosity scale is not available.

Rotliegend between
1503 and 1640 mAH

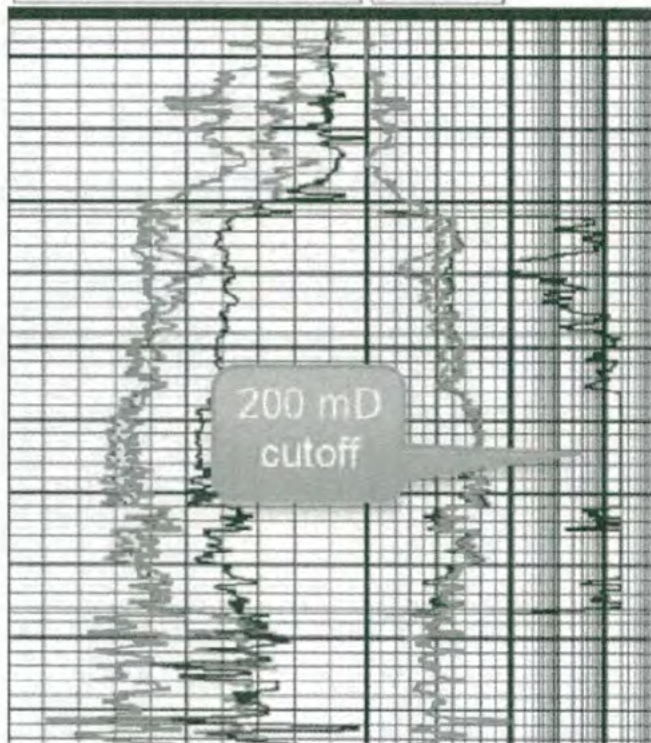


BLA-01 coreplugs
16-21% 40-300 mD



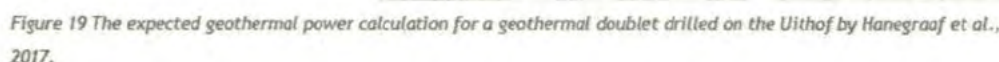
coreplugs

DEN	3	PORD	0	PERMCAP	1
		dec	0.3	mD	1000
CNDEC	-0.18	PCRS	0		
		dec	0.3		
AC	40	PORD	0		
		dec	0.3		



Fugro petrofysica: k-cutoff 200 mD

Figure 18 Presentation material from Hanegraaf et al. (2017) showing the results of their and Fugro's petrophysical evaluation of BLA-01.



Geothermal power

CARBONIFEROUS RESERVOIRS

IF Technology **Creating energy**

20) and is expected to be located northeast of Utrecht city. The outline of the possible platform is uncertain and needs to be verified by the interpretation of reprocessed and/or newly acquired seismic data.

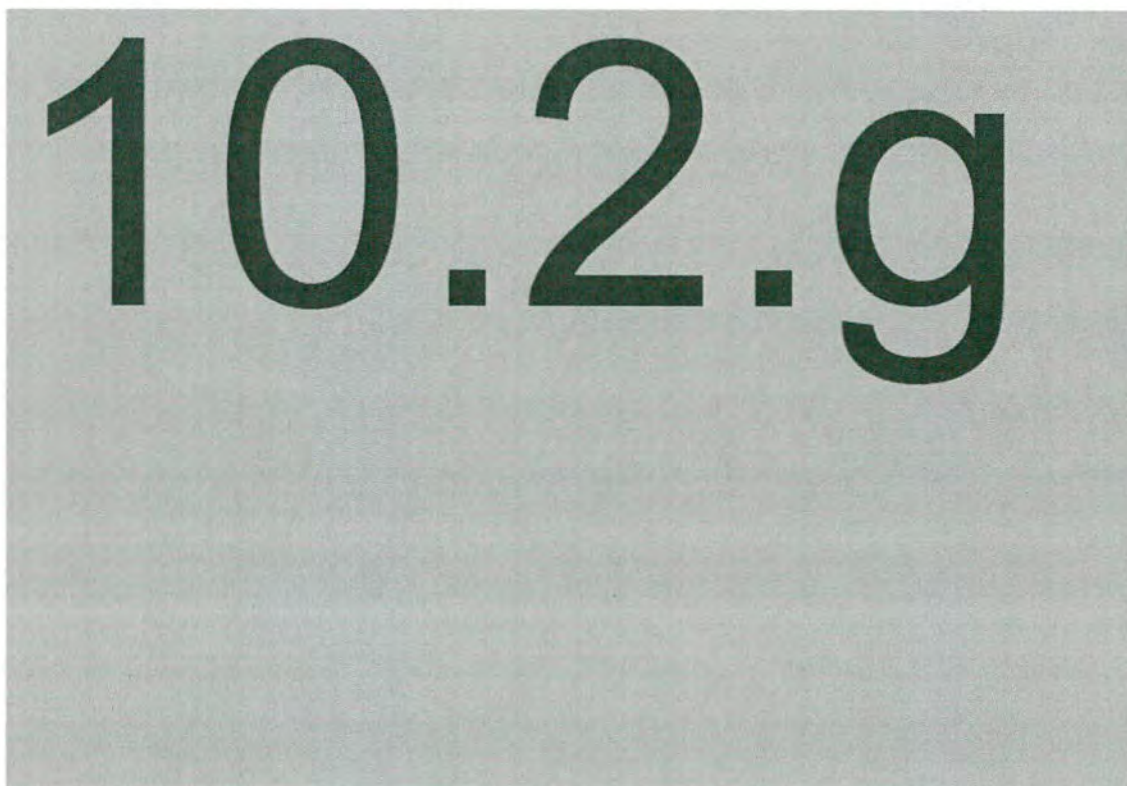


Figure 20 The distribution and depth of the upper Cretaceous strata (light green).

The reservoir characteristics of the Carboniferous strata have been estimated for the Northeast Utrecht project location (Appendix 1-3). From this estimation it can be concluded that the top of the Carboniferous reservoir is at a depth of 5.100 m TVD NAP; the reservoir gross thickness is 800 m; the net-to-gross ratio is 0.95; the aquifer salinity 100.000 ppm; and the permeability approximately 10 mD (Appendix 1-3). The geothermal power that might be expected from a doublet drilled from the Northeast Utrecht project location with these reservoir characteristics has been calculated to be 30 MW (see Appendix 3 for the details). This calculation includes a high degree of uncertainty, because the reservoir parameters are estimated based on preliminary results. To minimize the current high degree of uncertainty, more research is needed, preferably including data acquisition, to obtain more information on the presence and nature of the Carboniferous strata.

3.7

SUMMARY OF POTENTIAL GEOTHERMAL RESERVOIRS

The reservoirs with possible potential for geothermal energy production are summarized in Table 2. It should be kept in mind that the specified reservoir characteristics are the result of global geological studies. Site specific studies are needed in a later stage to define the reservoir characteristics of the potential reservoirs in more detail. More information is needed to be able to

determine the reservoir characteristics of the potential reservoirs with a reasonable degree of certainty.

The Carboniferous strata provide the highest potential in the northeastern part of the area of interest where the carbonate platform might be present.

The Slochteren Formation has the best porosity in the northeastern part. However, according to DGM Deep V.4 the thickness decreases towards the north. Therefore, the area Uithof, Rijnsweerd and ASR and the immediate area northeast of it might have the highest potential. However, the reservoir characteristics are uncertain and need to be mapped in more detail before the most suitable location can be selected.

The area with the highest potential for shallow geothermal reservoirs is the area around well JUT-01, because the Breda Formation is situated at a suitable depth. The initial potential for the Breda Formation is estimated to be relatively low (Table 2). However, this should be verified by a more detailed study.

Table 2 The estimated reservoir characteristics for the Utrecht area. ¹ estimated based on well JUT-01, ² based on Hanegraaf, 2017, ³ based on Veldkamp et al., 2017 (Appendix 1-3, ⁴ based on IF Technology et al., 2012.

10.2.g

4 Additional considerations

There are several points of attention to consider when designing a geothermal project such as hydrocarbon licenses, water protection areas and nature areas. The hydrocarbon license "Utrecht" held by Vermillion Energy Netherlands B.V. covers the southwest of Utrecht City (black/white hatched area in Figure 21). There are at present no geothermal concessions near the Utrecht project location. There are several water protection areas within the Utrecht area. Especially the area northeast of Utrecht contains several water protection areas (indicated in blue in Figure 21). This is also the area that is expected to have the highest subsurface potential for the deeper geothermal reservoirs. Special attention is required as restrictions due to governmental (provincial or municipality) policy might be applicable. These restrictions could for example be depth restrictions, exclusion of certain water aquifers, or a subsurface energy plan/policy. It is important to check with the province and municipalities involved which restrictions are applicable for the area. Nature areas (indicated in green in Figure 21, buffer zones and acidification sensitive areas might also be applicable.

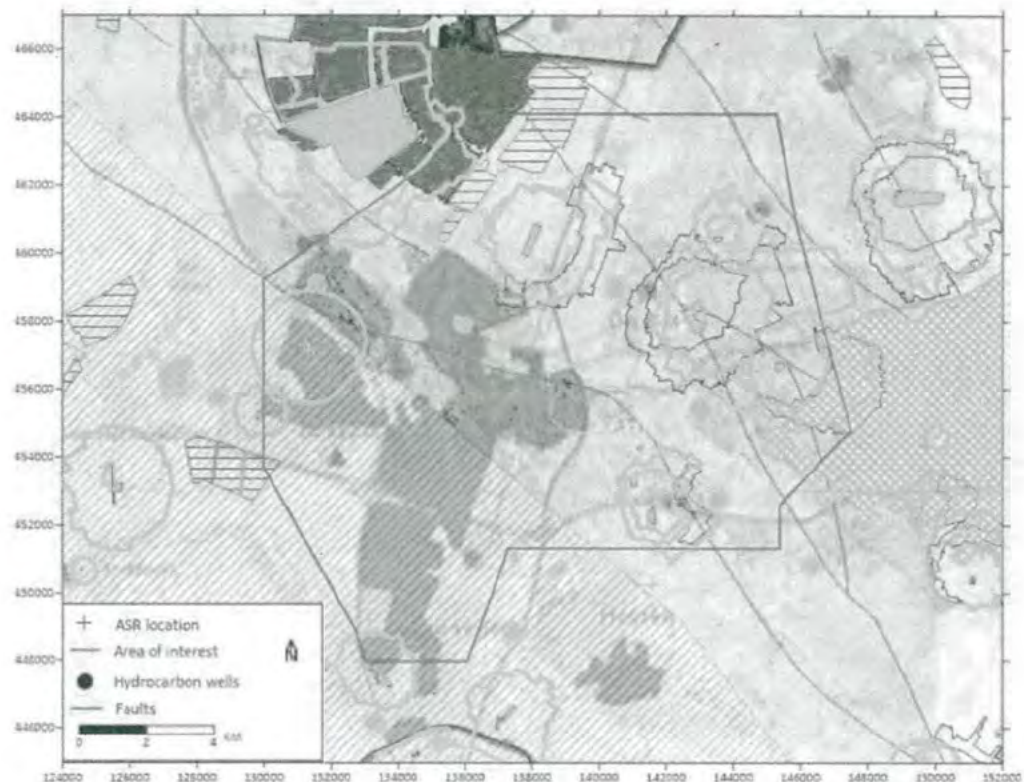


Figure 21 The area of interest, the different water protection areas (accessed through PDOK on 30-4-2018) outlined by blue lines, water production areas indicated in light blue, nature areas indicated in green (light green; national park, dark green fill Natura2000, hatched green other important nature areas), the 100 years special action area indicated with black outlines, and hydrocarbon license by Vermillion indicated with black/white hatched area. The heat distribution network is indicated in orange. The entire map area is part of a special policy area. The other surface areas of interest are Rijnswaard, Uithof and ASR indicated with the yellow polygon.

5 References

Fugro Robertson B.V., 2010. Rapport betreffende haalbaarheidsonderzoek Geothermie in de Slochteren Formatie Provincie Utrecht Petrofysisch onderzoek Fase 1 in opdracht van de Provincie Utrecht; rapport vrijgegeven aan IF Technology door 10.2.e, provincie Utrecht.

Hanegraaf et al., 2017. Presentation: LEAN: Low Cost Exploration And Derisking of geothermal plays. The Rotliegendes Demonstrator.

IF Technology, DLV Glas en Energie, KEMA, 2012. Kansen voor Ondiepe Geothermie voor de glastuinbouw. Referentie 74100973-CES/IPT 12-3178. <http://edepot.wur.nl/289506>

10.2.e (2012). Subsurface temperature of the onshore Netherlands: new temperature dataset and modelling. Netherlands Journal of Geosciences – Geologie En Mijnbouw, 91 - 4, 491-515.

DGM Diep V.4 en V.2. Beschikbaar via <https://www.dinoloket.nl/ondergrondmodellen>.

TNO-NITG, 2002, Toelichting bij Kaartblad VII en VIII Noordwijk - Rotterdam en Amsterdam - Gorinchem. In Geologische atlas van de diepe ondergrond van Nederland.

Appendix 1

Report 20161028 Final Kwalificatie Doc GOUD Pilot UDG printable

The report describes in detail the investigated subsurface uncertainties, production methods and business cases.

Appendix 2

Geologie omgeving Utrecht

Hans Veldkamp (TNO), Damien Bonté (UU), Lindsay Lipsey (UU/TNO)

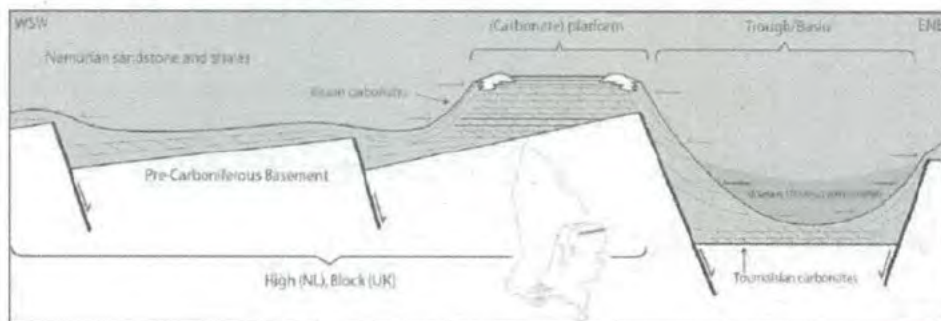
De onderstaande tekst is deels overgenomen en aangepast uit het TNO rapport 'Ultra-deepe geothermie: Overzicht, inzicht & to-do ondergrond' van Boxem et al. (2016)

1.1 Dinantien doel-reservoir in Nederland

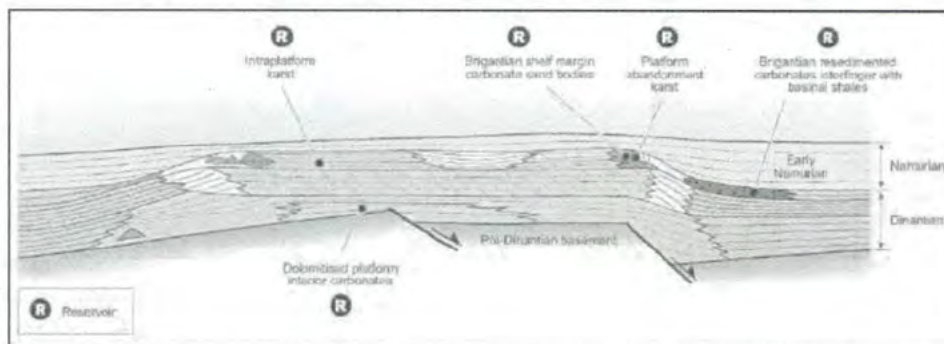
Het Carboon is in Nederland goed bekend uit boringen in Limburg voor de steenkoolwinning. Ook in Zeeland en in de nabije offshore is een aantal boringen dat het gehele of tenminste een groot deel van het Carboon heeft doorboord, evenals in Flevoland (Luttelgeest) en Groningen (Uithuizermeeden) en in België en Duitsland. Verder is het zo dat zeer veel boringen in Nederland die het Rotliegend hebben doorboord daarna nog een paar meter van het meest ondiepe deel van het Carboon hebben aangetoond. Het Carboon is echter in het grootste deel van Nederland zeer dik. Het onderste deel van het Carboon (Dinantien) in Nederland wordt gevormd door de Zeeland Formatie, ook wel bekend als de Kolenkalk. Gesteenten uit het Dinantien komen waarschijnlijk in heel Nederland in de ondergrond voor. Een deel van de gesteenten van de Zeeland Formatie is gevormd op carbonaatplatforms, te vergelijken met moderne equivalenten als de Bahama's of het Great Barrier Reef. Figuur 5.1 toont een schematische weergave van het Groningen platform (Kombrink 2008). Dit platform-carbonaatgesteente is het reservoir in de doubletten van Californië en Mol (B), en de gasopslag in Loenhout (B). Of deze play, die dus in het ondiepe bereik in Zuid-Nederland en België bewezen is, ook in de rest van Nederland werkt, is nog onbekend. Tussen deze platforms in ('intra-platform' (Wong et al. 2007) of 'through/basin' (Figuur 5.1)) werd waarschijnlijk een mengsel van klei en kalk afgezet ('kalkmudstone'). Deze facies is mogelijk in de boring Winterswijk-01 aangeboord. Op paleo-geografische reconstructies (Wong et al. 2007) wordt deze in het 'intra-platform basin' getekend. De lithostratigrafische interpretatie van Winterswijk-01 beschrijft het Dinantien als 'Kulm'. Uit Duitsland zijn voorbeelden bekend, o.m. de boring Münsterland-01, waar de dikte van het Dinantien ongeveer 200 meter is, vergelijkbaar met Winterswijk-01. De Kulm facies wordt in principe minder geschikt geacht voor geothermie vanwege het grotere kleigehalte. Kleiige en siltige, meestal pyrietrijke gesteenten domineren hier over de carbonaten. Het is niet uit te sluiten dat ook in dit gesteente als gevolg van breukwerking en mogelijk karst secundaire permeabiliteit is gevormd. Waarschijnlijk echter is breukvorming in dit gesteente minder effectief als het gaat om het vormen van permanente secundaire permeabiliteit.

Verschillende auteurs, zoals Kombrink (2008) stellen dat ook in de bekkens carbonaten zijn gevormd in het vroeg Dinantien (Tournaisien carbonaten, Figuur 5.1). Het gaat hierbij niet om platformen maar 'ramps'. In Noord-Nederland zijn wel de platformen van het Dinantien aangeboord, maar niet de ramps. De platformcarbonaten dateren uit het laat Dinantien

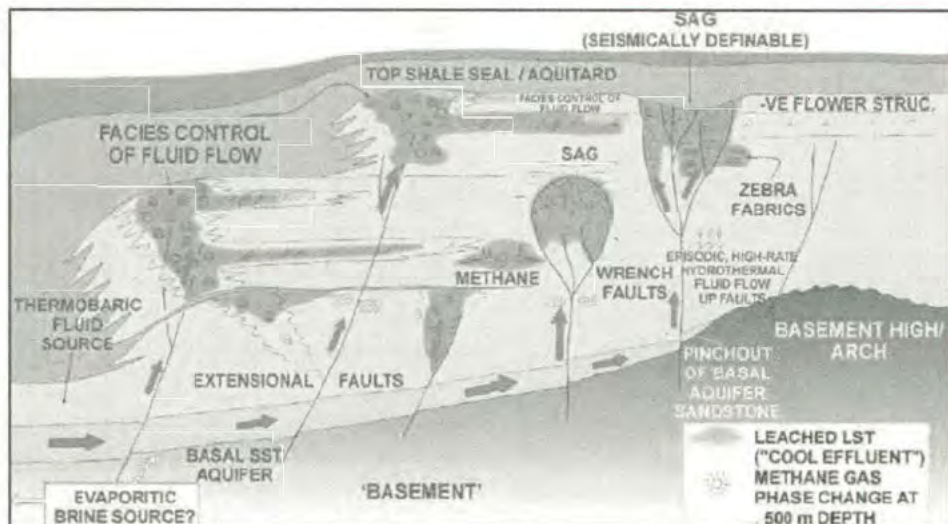
(Visean). Een publicatie van Total (2007), gebaseerd op voorkomens van de carbonaten in de Zuidelijke Noordzee, België en Zuid-Nederland, laat een soortgelijk diagram zien als Kombrink maar met meer detail (Figuur 5.2). Het is niet zeker of de karstfenomenen die hier zijn waargenomen ook in de rest van Nederland bestaan. Behalve karst door het droogvallen van het platform (meteorische karst, ook wel 'platform abandonment karst') kan kalk ook oplossen door geothermische vloeistoffen die langs breuken bewegen (hydrothermale karst) (Figuur 5.2, Figuur 5.3).



Figuur 5.1 Schematische dwarsdoorsnede over het Groningen-platform (locatie 1 uit Figuur 5.4). Bron: Kombrink 2008. De carbonaten uit het Tournaisien zijn 'ramps', die uit het Visean 'platforms'. Onder Utrecht wordt een soortgelijk platform verondersteld.



Figuur 5.2 Schematische voorstelling van een Dinantien-platform, waarin de verschillende facies zijn aangegeven, en de plaatsen waar permeabiliteit mogelijk aangetroffen kan worden (locatie 4 uit Figuur 5.4). Aangepast naar Total, 2007.

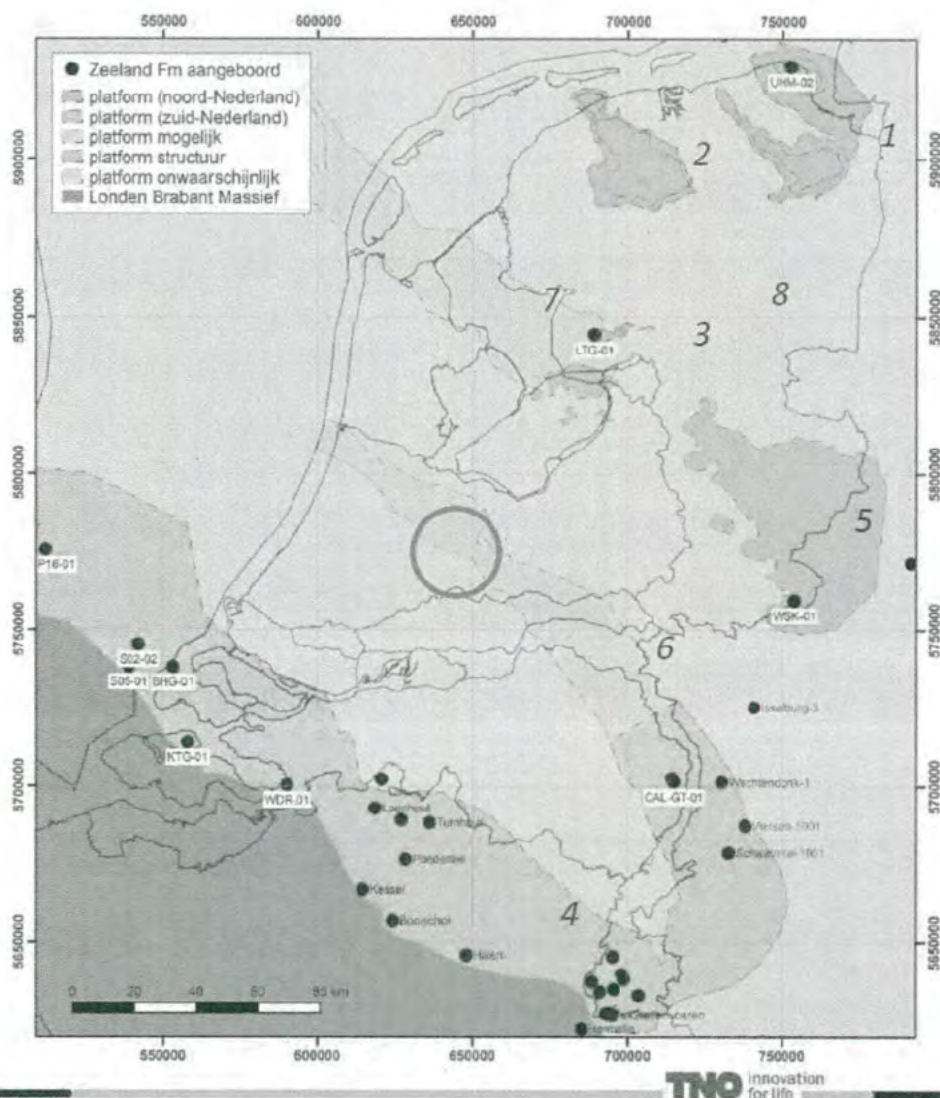


Figuur 5.3 Vorming van secundaire permeabiliteit ('leached LST') als gevolg van droogvallen (meteorische karst) of breukwerking (hydrothermale karst) in het Devoon van West-Canada. Bron: Graham Davies, in Grammer et al. 2014.

Op de gesteenten van de Zeeland Formatie liggen afzettingen uit het Boven Carboon. De Geul Subgroep, ook wel bekend als Namuur, bestaat uit een dikke sequentie van voornamelijk kleisteen. De gesteenten van de hierop liggende Caumer, Dinkel en Hunze Subgroepen bevatten vooral kleisteen en steenkool. Er zijn weliswaar voorbeelden van gasvelden die produceren uit zandsteen uit de Hospital Ground en Step Graben Formaties, die in deze Groepen thuishoren, maar deze zandstenen zijn niet erg dik en hebben lateraal een geringe verbreiding, wat ze voor grootschalige geothermie waarschijnlijk ongeschikt maakt.

Figuur 5.4 toont de verbreiding van de kalkstenen uit het Dinantien. De zwarte stippen zijn boringen die het Dinantien hebben aangeboord. In het noorden zijn platformkalken zichtbaar op 3D seismiek (locaties 1, 2). Op locatie 1 zijn deze ook aangetoond door een boring. Hetzelfde geldt voor de Noordoostpolder (3) en Zuid-Nederland (4), aldaar op 2D seismiek. In gebied 5, nabij de boorlocatie Winterswijk-01 is op seismiek een structuur zichtbaar die mogelijk een platform is. In de gebieden 6 (Zandvoort – Peel - Maasbommel Hoog ZPMH) en 7 (Texel-IJsselmeer Hoog) zijn mogelijk ook platformkalken gevormd. Voor de rest van Nederland (8) is het vooralsnog onduidelijk waaruit de gesteenten van Dinantien-ouderdom bestaan, en of deze geschikt zijn om als geothermie-reservoir te dienen. Waarschijnlijk zijn dit kalkmudstones. De begrenzing van de platformen is onzeker¹. Dit is afhankelijk van de kwaliteit van de gegevens (m.n. seismiek, zie Figuur 5.5). De mate van onzekerheid verschilt van plaats tot plaats.

¹ In het zuiden zijn (relatief oude) platformen van Tournaisian-ouderdom meegenomen in de omgrenzing. In het noorden zijn alleen de platformen van Visean-ouderdom, zoals zichtbaar op de seismiek, meegenomen.



Figuur 5.4 Onderverdeling van de gesteenten van Dinantien-ouderdom in Nederland. De zwarte stippen zijn boringen die dit gesteente hebben aangeboord. Utrecht (rode cirkel) ligt op een trend die van Zandvoort tot Nijmegen loopt (ZPMH). Bronnen: Boots (2015), Hoornveld (2013), Kombrink (2008), TNO.



Figuur 5.5 3D en digitale 2D seismiek in de Nederlandse onshore (links), en locaties waar het Dinantien op seismiek geïnterpreteerd is (rechts). Rond Utrecht (rode cirkels) is het Dinantien op de huidige seismiek niet of moeilijk te interpreteren.

5.1 Beschikbare gegevens omgeving Utrecht

Boor- en seismische gegevens die informatie geven over het Dinantien zijn schaars in de omgeving van Utrecht. De dichtstbijzijnde boringen zijn relatief ondiep en bieden dus weinig houvast. De kwaliteit van de seismiek ten westen en oosten van Utrecht is matig (Figuur 5.6). Het Dinantien is niet of nauwelijks zichtbaar op de momenteel beschikbare post-stack seismiek.



Figuur 5.6 Boringen (zwarte stippen) en analoge (grijs) en digitale (rood) seismische lijnen in de regio Utrecht. Donkerrood: Elf Petroland 1987, helderrood: NAM 1984N, lichtrood: overig digitaal. De kwaliteit van de analoge seismiek is in de regel inferieur aan die van de digitale seismiek.

5.2 Beschikbare boringen

De dichtstbijzijnde boringen voor Utrecht Oost (Rijnsweerd en Uithof) zijn Odijk-01 (ODK-01), Zeist-01 (ZST-01) en Jutphaas-01 (JUT-01) (Figuur 5.6), binnen een straal van tien kilometer. ODK-01 en ZST-01 zijn relatief ondiep en daarom van beperkt nut voor dit project. ODK-01 is geboord in 1943 tot een diepte van 650 meter, terwijl ZST-01 in 1948 een diepte bereikt heeft van 1100 meter. De boring JUT-01 (1968) is belangrijker met een einddiepte van 3324 meter TVD. Van deze put zijn verschillende relevante logs beschikbaar, waaronder een temperatuurlog. Deze boring heeft weliswaar het Carboon bereikt, maar niet de diepte van het Dinantien die geschat wordt op ongeveer 5.5 kilometer (Figuur 5.9).

Binnen een straal van dertig kilometer bevinden zich nog verschillende boringen, waaronder Breukelen (BKN-01), Papekop (PKP-01), Willeskop (WLK-01), Everdingen (EVD-01), Boskoop (BKP-01) e.a. De relevantie van deze boringen is beperkt vanwege de grote afstand en/of het feit dat ze niet op de structurele trend van het ZPMH liggen.

5.3 Beschikbare seismiek

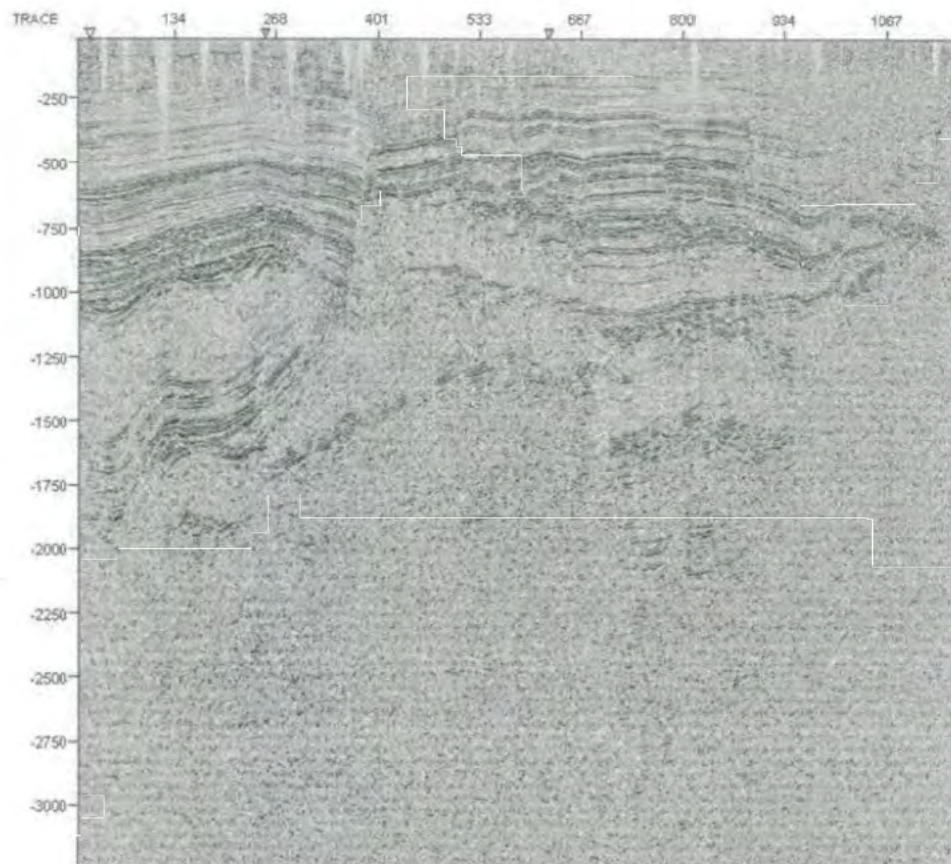
In de regio Utrecht zijn twee seismische surveys opgenomen die voor diepe geothermie relevant zijn (Figuur 5.6). De survey uit 1987 van Elf Petroland (L2PET1987A) ligt tussen Utrecht en Elst, rond de boringen ZST-01 en ODK-01. Ten westen van Utrecht heeft NAM in 1984 lijn L2NAM1984N opgenomen, die van Bergen op Zoom naar Zeewolde loopt (Figuur 5.9). Er bestaan weliswaar nog meer lijnen, maar die zijn ofwel analoog, ofwel digitaal maar van slechte kwaliteit. Hoewel geen van de lijnen van de genoemde surveys

precies over Utrecht lopen, zijn deze toch relevant omdat ze dwars op de ZPMH-structurele trend staan (Figuur 5.4, Figuur 5.12). De diepte van de top van het Dinantien, de dikte en mogelijk zichtbare breuken kunnen daarom van deze lijnen geëxtrapoleerd worden naar Utrecht. Tegelijkertijd heeft een proefboring in Utrecht grote relevantie voor andere mogelijke projecten langs dezelfde trend zoals rond Amsterdam en richting Renkum en Nijmegen – de Dinantien-gesteenten daar worden verondersteld gelijk te zijn aan wat zich onder Utrecht bevindt.

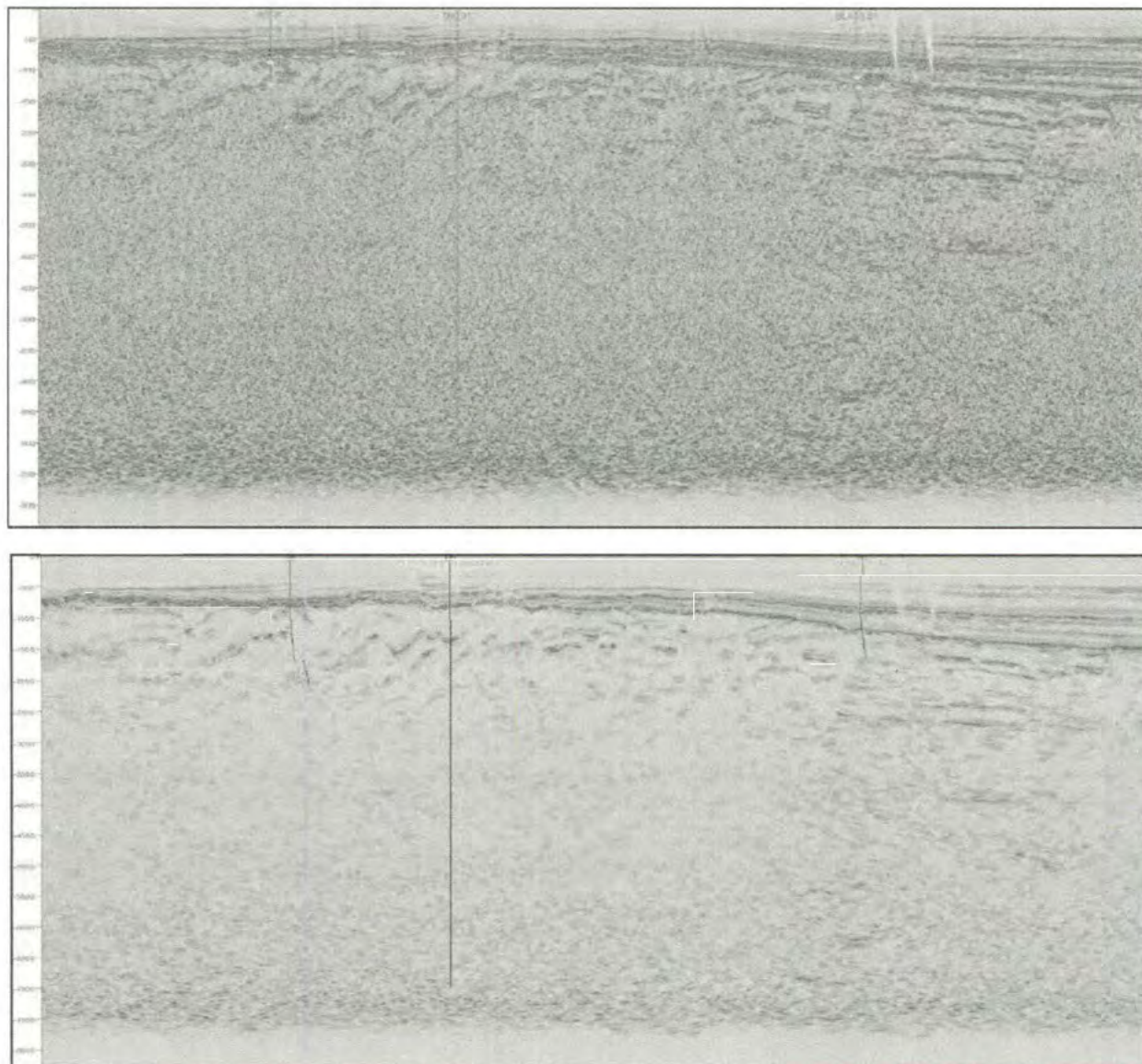
De Elf Petroland survey bestaat uit dertien lijnen, waarvan er negen een NO-ZW en vier een NW-ZO oriëntatie hebben (Figuur 5.6). De lijn Bergen op Zoom – Hilversum – Zeewolde, met een lengte van 140 kilometer, heeft een ZW-NO oriëntatie. Beide surveys zijn belangrijk vanwege het feit dat ze over de ZPMH trend lopen. Op de lijnen van de Amersfoort survey is de top van het Dinantien niet zichtbaar. Dieper dan op ongeveer 2000 milliseconden (ongeveer drie kilometer) is de signaal-ruis ratio erg laag – er zijn weinig reflectoren te zien (Figuur 5.7).

De diepe NAM-lijn is eerder door TNO geïnterpreteerd in het kader van het DGM-model van de diepe ondergrond (Figuur 5.9). Hierbij is in eerste instantie relatief weinig aandacht besteed aan het onder-Carboon, wat geen deel uitmaakt van het DGM. Voor het maken van de top-Dinantien kaart (beschikbaar via www.nlog.nl) is deze reflector wel geïnterpreteerd. Het Dinantien is op deze lijn met name zichtbaar ten noorden van Blaricum en ten zuiden van Jutphaas. Het opnieuw processen van de post-stack versie van de diepe NAM-lijn heeft al geleid tot verbeterde zichtbaarheid van de top van het Dinantien, ook in het relevante bereik rond Utrecht. Figuur 5.10 laat zien dat op veel grotere dieptes dan bij de L2PET1987A survey nog voldoende signaal is om reflectoren te kunnen interpreteren.

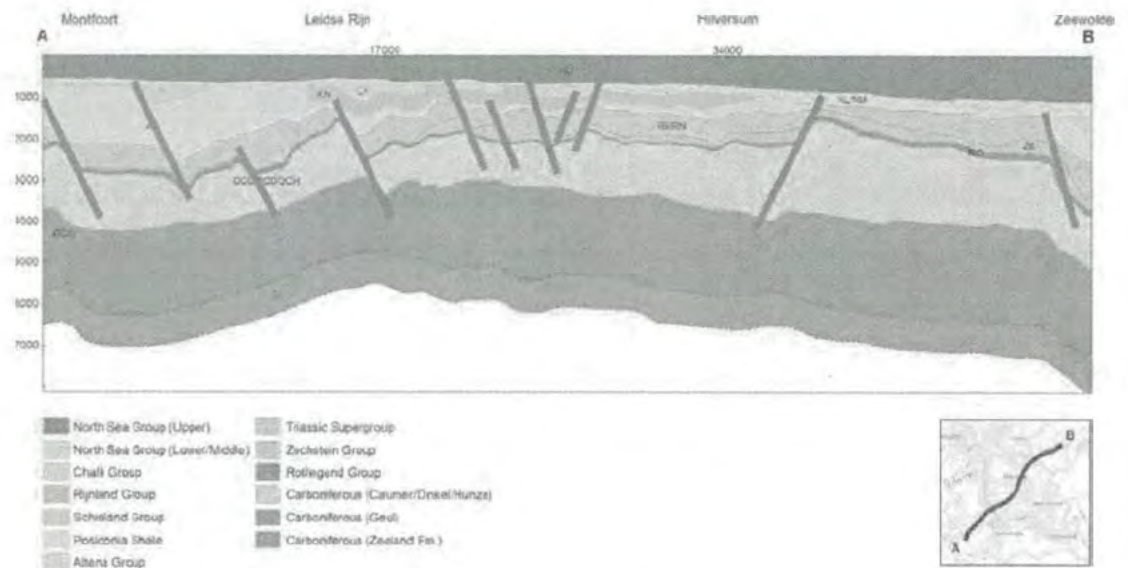
Het opnieuw processen van de Elf Petroland survey en/of de pre-stack versie van de NAM-lijn kan mogelijk tot nog meer verbetering leiden.



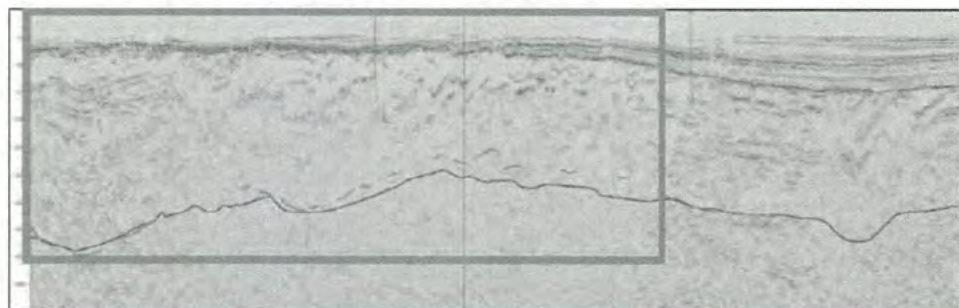
Figuur 5.7 Seismische lijn 8707 van L2PET1987A, over de boring ZST-01. Links is ZW, rechts NO. De geologie tussen 500 en 2000 milliseconden (msec) diepte is complex, met veel breuken. Dieper dan 2000 msec is weinig signaal. De top Dinantien ligt waarschijnlijk op ongeveer 3000 msec.



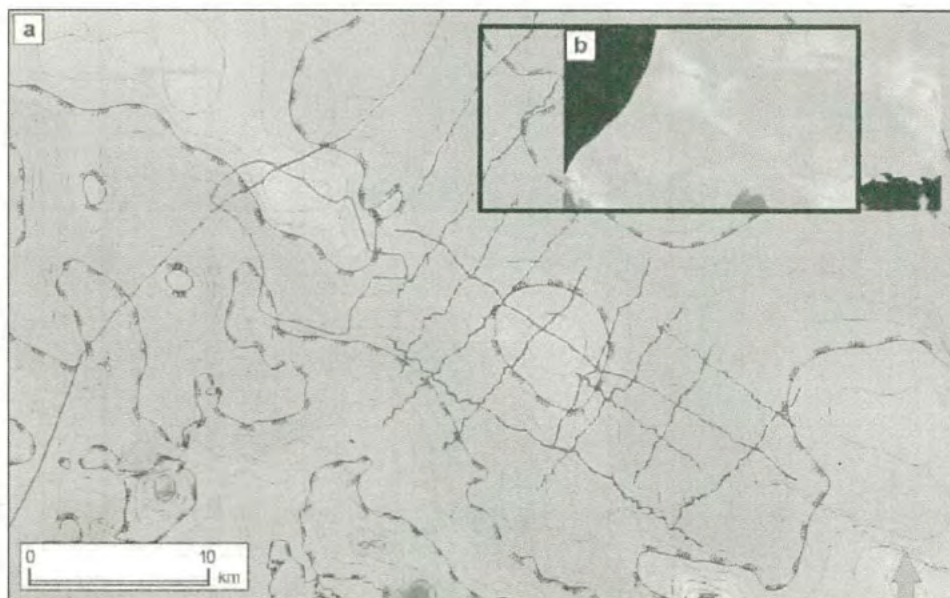
Figuur 5.8 Deel van de diepe seismische lijn L2NAM1984N voor (boven) en na (onder) reprocessing. Tussen 1000 en 2000 msec is het gesteente zeer sterk verbruikt.



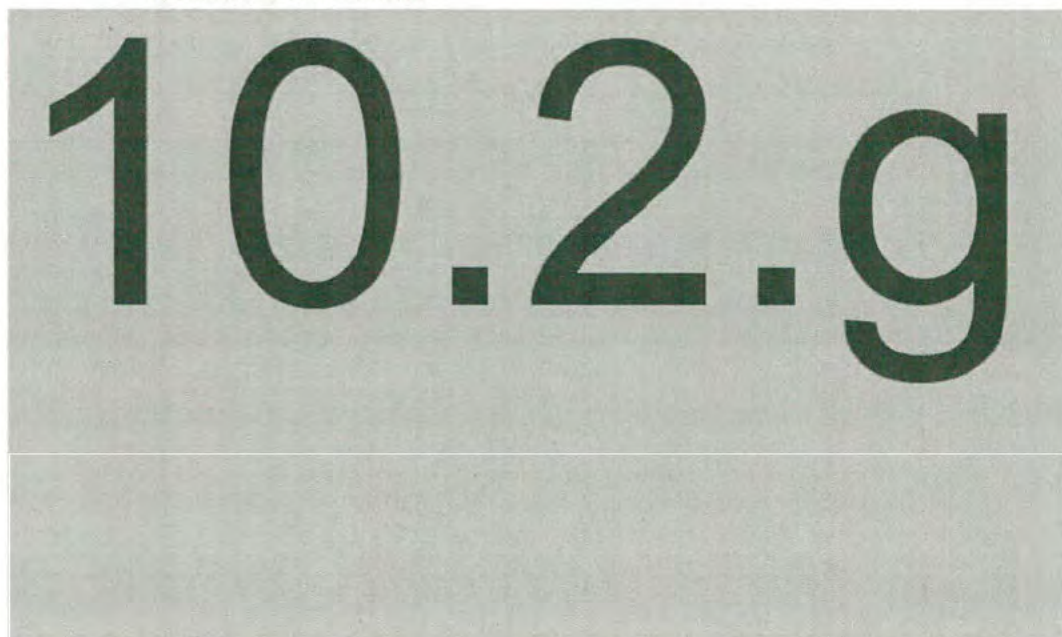
Figuur 5.9 Verticale doorsnede door de ondergrond langs een deel van de diepe seismische lijn van NAM ten westen van Utrecht (Figuur 5.8). De dikte van het Dinantien is onzeker en daarom met een stippellijn aangegeven. Bron: TNO DGMDiep (www.nlog.nl)



Figuur 5.10 Top Dinantien reflectoren op de verbeterde L2NAM1984A lijn. In zwart de oude interpretatie van de top van het Dinantien reservoir, in rood de nieuwe (groen: top Carboon). De boring BLA-01 ligt op de lijn, JUT—01 is geprojecteerd. TNO-01 is een niet-bestaande boring, geplaatst op het Uithof-terrein om de locatie van Rijnsweerd / Uithof op de seismiek duidelijk te maken. Er is een aanzienlijk verschil tussen de oude en nieuwe interpretaties van de diepte top Dinantien. Het rode kader is de DGM-uitsnede van Figuur 5.9



Figuur 5.11 Diepteligging van de top van het Dinantien, a- lokaal en b- regionaal. De rode polygoon is de stad Utrecht. Bron: DGM Diep v4. De structurele trend van het ZPMH is duidelijk zichtbaar van noordwest naar zuidoost.



Figuur 5.12 Waarschijnlijke verbreiding van de Dinantien platformcarbonaten in de regio Utrecht. De zuidelijke begrenzing loopt ongeveer langs het ASR-kantoor (rode stip) en de Uithof. De rode lijnen zijn breuken op het ondiepere Zechstein-niveau.

Figuur 5.12 laat zien dat de ASR-locatie rond de zuidelijke begrenzing van het vermoede carbonaatplatform ligt. Omdat het Dinantien hier zeer slecht op de seismiek te zien is, is ook de begrenzing zeer onzeker. Op geologische gronden is als meest waarschijnlijke begrenzing de verbreiding van de gesteenten van de Chalk Groep genomen. Tevens wordt verondersteld dat het de locatie van het platform bepaald is door de aanwezigheid van pre-

Carboon breukblokken, en dat het daarom breukbegrensd is. Figuur 5.12 toont de breuken die op de seismiek zichtbaar zijn op het niveau van de Zechstein. Omdat de breuken niet vertikaal zijn, is er sprake van een kleine verspringing ten opzichte van de verbreiding van de gesteenten van de Chalk Groep. Dit mag geïnterpreteerd worden als maat van de onzekerheid van de begrenzing van de Dinantien-carbonaten: een tot enkele kilometers, ook gezien de aard van de natuurlijke begrenzing van een carbonaatplatform, inclusief 'slope'.

5.4 Reservoirparameters

Voor het succesvol aanboren van de Dinantien play wordt op basis van de huidige kennis verondersteld dat de platformcarbonaten het meeste kans bieden (Figuur 5.12). De verwachte primaire permeabiliteit is zeer gering en ligt in de orde van enkele milliDarcy's. Als natuurlijke fractures of breuken aanwezig zijn kan de permeabiliteit enkele tientallen milliDarcy's bedragen (Lipsey et al. 2016). Kennis van de aard en gesteldheid van de breuken (verzet, bewegingsrichting, gesteente-eigenschappen, spanningstoestand van de ondergrond, geologische geschiedenis) is belangrijk om een voorspelling te kunnen doen over de permeabiliteit. In het geval dat (restanten van) karstgaten aanwezig zijn kan de permeabiliteit zeer groot zijn, in de orde van een Darcy. De aanwezigheid van karst, breuken en fractures is tot op heden niet het onderwerp van uitgebreide studie geweest. De schattingen van Tabel 5.2 zijn dan ook onzeker.

Op basis van boorinformatie is de gemiddelde dikte van de platformcarbonaten op ongeveer 800 meter gesteld. In de offshore en in Noord-Limburg is de dikte soms kleiner, in de orde van 100-200 meter. Grotere diktes dan ongeveer 950 meter zijn vooralsnog niet aangetroffen.

5.4.1 Petrofysica

De belangrijkste petrofysische parameters voor de ontwikkeling van geothermie in carbonaten zijn porositeit en permeabiliteit. De enige twee boringen in Nederland die het doelreservoir op vergelijkbare diepte als verwacht in Utrecht hebben aangeboord zijn LTG-01 en UHM-02. Beide boringen zijn uitgebreid bemonsterd en gelogd. Tabel 5.1 geeft een overzicht van de gemeten porositeiten en permeabiliteiten in kernpluggen van deze boringen. Deze zijn zeer laag.

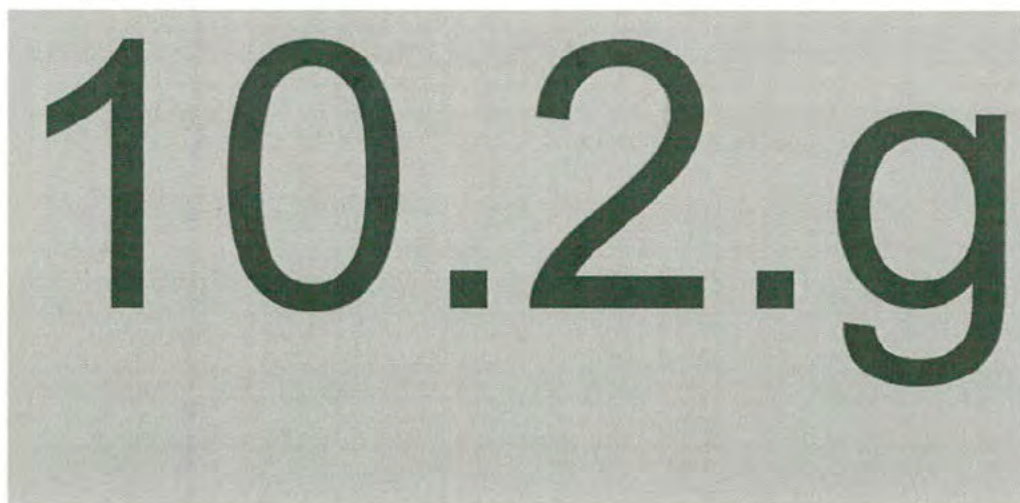
well	measured depth [m]	#	porosity [%]			permeability [mD]		
			min	Ave	max	min	ave	max
LTG-01	4,378-4,473	4	1	1.3	1.6	0.2	4.6	9.6
UHM-02	4,751-4,758	21	0.9	1.2	1.9	0	0.1	0.7

Tabel 5.1 Porositeits- en permeabiliteitsgegevens van de boringen LTG-01 en UHM-02.

5.4.2 Porositeit

Kernplugporositeiten zijn gemeten bij atmosferische druk. Om de porositeit op grote diepte te verkrijgen is een correctiefactor van 0.9 toegepast, op basis van de verwachte grote reservoirdruk.

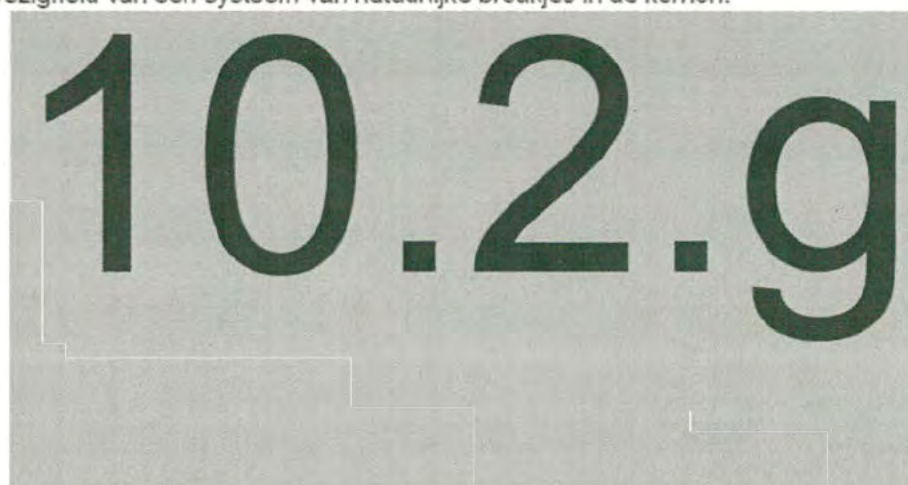
De gemeten porositeit in beide boringen is zeer laag (Figuur 5.13). Het is belangrijk op te merken dat deze metingen uitgevoerd zijn op de matrix – porositeit (en permeabiliteit) als gevolg van natuurlijke breuken is niet meegenomen, zelfs wanneer deze in de kernen is vastgesteld.



5.4.3 Permeabiliteit

De kernplugpermeabiliteit is ook onder atmosferische condities gedaan, met lucht in plaats van water. Daarom zijn de gemeten waarden gecorrigeerd op basis van de Juhasz compactiecorrectie (Juhasz, 1986).

Figuur 5.14 toont de gecorrigeerde permeabiliteitsmetingen. Deze variëren van 0.01 tot 10 mD. De hoogste waarden kunnen mogelijk gerelateerd worden aan micro-fracture permeabiliteit. Deze veronderstelling wordt ondersteund door de geobserveerde aanwezigheid van een systeem van natuurlijke breukjes in de kernen.



Figuur 5.14 Gecorrigeerde permeabiliteitsmetingen (in mD) in de Dinantien-carbonaten.

Ondanks de zeer lage porositeit en permeabiliteit in de twee boringen, worden de Dinantien-carbonaten toch beschouwd als een attractief doel. De Californie (CAL-GT) boringen in Noord Limburg hebben zeer grote permeabiliteit aangetroffen, maar op relatief

geringe diepte. Deze wordt toegeschreven aan breukwerking. De mogelijkheid dat relatief grote permeabiliteit bestaat, mogelijk langs breukzones zoals de begrenzingen van de ZPMH trend, wordt ook gesuggereerd door observaties in de LTG-01 boring (zie in de volgende paragraaf).

Tabel 5.2 geeft de waarschijnlijkheid de dikte en permeabiliteit van het doelreservoir. De verdeling van de permeabiliteit is zeer onzeker.

10.2.g

5.5 Temperatuur

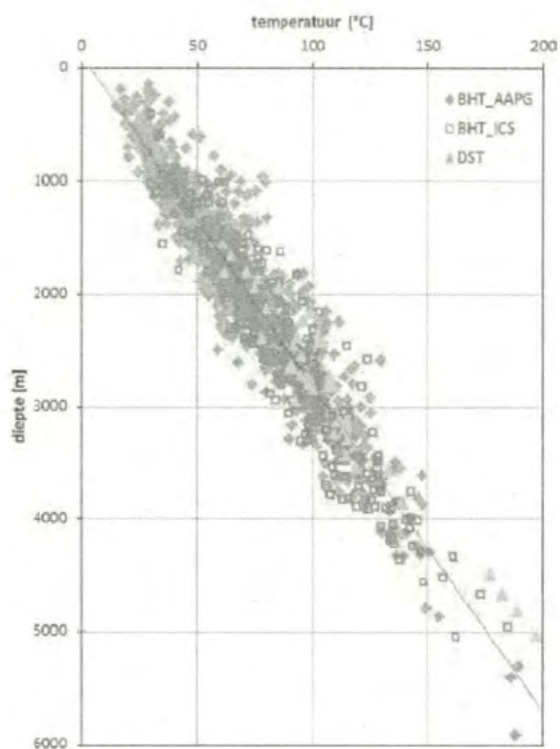
De verwachte temperatuur van de Dinantien-gesteenten is bepaald op basis van een dataset die bestaat uit 1241 BHTs (Bottom Hole Temperatures) en 52 DSTs (Drill Stem Test). De gemiddelde toename van de temperatuur in Nederland is 30.1°C. per kilometer (Bonté et al, 2012). Er zijn twee redenen waarom het Dinantien in de regio Utrecht interessant is vanuit geothermisch oogpunt.

Ten eerste laten de temperatuurmetingen in de boring LTG-01 zien dat de gradiënt hier hoger is dan verwacht (i.e., de temperatuur neemt sneller toe) (Figuur 5.15, groene driehoekjes tussen 4500m en 5000m). Dit duidt op een thermische anomalie die het resultaat lijkt te zijn van convectieve circulatie in de Dinantien-carbonaten of een isolerende laag boven de carbonaten. Volgens Lipsey et al. (2016) is convectie de meest waarschijnlijke verklaring. Deze verklaring vereist de aanwezigheid van enkele tientallen milliDarcy's permeabiliteit om de convectie op gang te brengen.

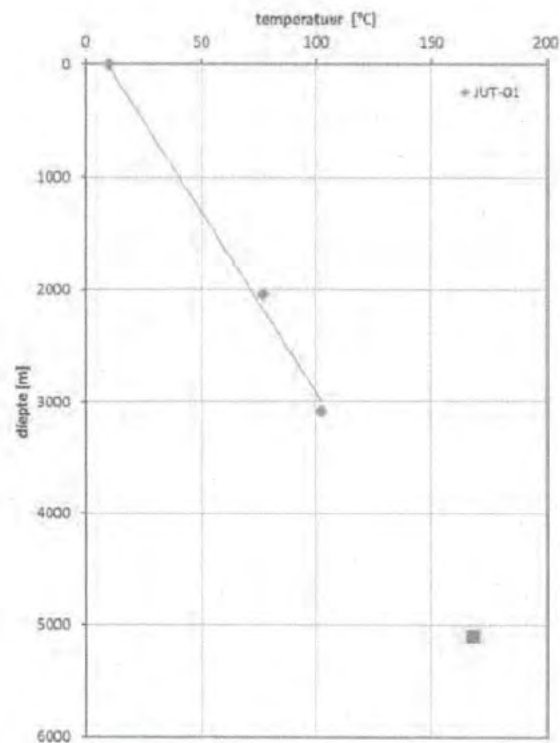
Ten tweede is in de boring JUT-01 op twee dieptes de temperatuur gemeten. Op 2039 meter diepte is de temperatuur 77 °C, en op 3090 meter 102 °C. Dit houdt in dat de gemiddelde gradiënt hier 32.8°C per kilometer is, hoger dan gemiddeld in Nederland.

Dit zou betekenen dat de temperatuur op de verwachte diepte van de top van het Dinantien (ongeveer 5100 meter) ongeveer 163 °C is op basis van de gemiddelde Nederlandse gradiënt, of 168 °C volgens die van JUT-01.

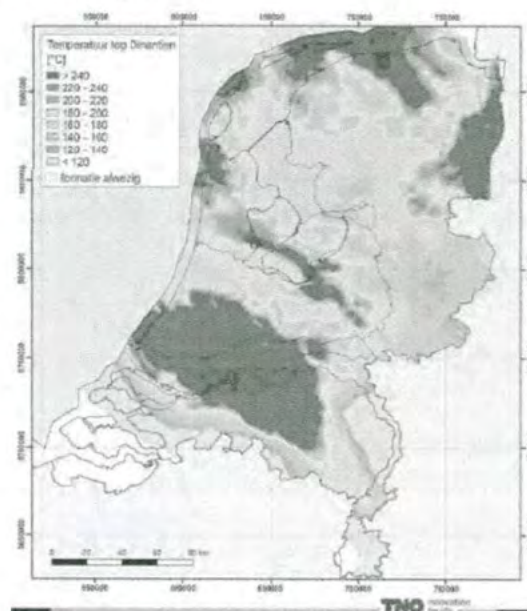
² Deze minimale en maximale inschatting van de dikte is van toepassing in de gebieden met aangebouwde carbonaatplatforms in Figuur 5.4, op basis van putinformatie. Buiten deze gebieden is het in principe mogelijk platforms aan te treffen, maar dat wordt niet waarschijnlijk geacht.



Figuur 5.15 Gemeten temperatuur en geothermische gradiënt in Nederland (Bonté et al, 2012).



Figuur 5.16 Temperatuur in de boring JUT-01.



Figuur 5.17 Verwachte temperatuur op de diepte van de top van het Dinantien. Rond Utrecht is deze omstreeks 180 °C (data Bonté et al. 2013).

Appendix 3

DoubletCalc scenario berekening

10.2.g

Figuur 2.1 DoubletCalc scenario op basis van de geschatte reservoirparameters en boorontwerp

10.2.g

Figuur 2.2 DoubletCalc resultaten van het scenario van Figuur 2.1. Het verwachte vermogen bedraagt 30 MWth.

10.2.g

Figuur 2.3 Kansverdeling van het verwachte vermogen.

IF Technology **Creating energy**



Velperweg 37
6824 BE Arnhem, The Netherlands
PO Box 605
6800 AP Arnhem, The Netherlands

T +31 (0)26 35 35 555
E info@iftechnology.nl
I www.iftechnology.nl

NL60 RABO 0383 9420 47
CoC Arnhem 09065422
VAT no. NL801045599B01

IF Technology **Creating energy**

Hoofdstuk 5 Leiderschap

5.1 QHSE Beleidsverklaring

Deze verklaring geeft de intenties en principes weer welke een kader bieden voor het nemen van beslissingen, formuleren van doelstellingen en vaststellen van targets.

In het kader van bovenstaande visie heeft ENGIE zich het onderstaande ten doel gesteld:

- Een betrouwbare en deskundige organisatie, klant en partner te zijn, met services en diensten die voldoen aan de eisen van het bevoegd gezag en onze klanten. We streven naar continue verbetering op het gebied van veiligheid, Arbo en milieu en het verhogen van de kwaliteit van onze dienstverlening (QHSE).
- Beschikken over een integraal QHSE systeem, waarbij de ISO 14001, ISO 9001, ISO 45001 en de geldende wet en regelgeving zijn gevolgd.
- Er wordt gestreefd naar een open communicatie op het gebied van QHSE. Iedereen wordt gestimuleerd om kritisch te zijn over zijn/haar veiligheid en die van anderen.
- Voldoen aan wet en regelgeving en het proactief inspelen op ontwikkelingen.
- Ongevallen, milieu incidenten en schades moeten worden voorkomen. Indien deze zich desondanks toch voordoen, wordt al het mogelijke gedaan om escalaties te voorkomen.
- Incidenten, bijna-incidenten, milieu incidenten, gevaarlijke situaties, gevaarlijke handelingen en schades worden nauwkeurig onderzocht. Maatregelen om herhaling te voorkomen worden zo snel mogelijk door ons ingevoerd.
- Klachten/afwijkingen worden zorgvuldig onderzocht en beantwoord om ervan te leren. Indien nodig worden passende maatregelen genomen.
- Medewerkers zijn getraind in het optreden bij noodsituaties. Daarnaast zijn de middelen in het geval van noodsituaties beschikbaar.
- Het bevorderen en stimuleren van vakmanschap door voorlichting, opleiding en instructies.
- Voor aannemers/contractors en andere dienstverleners die voor ons werkzaamheden verrichten, gelden dezelfde normen en waarden als voor het eigen personeel.

Deze beleidsverklaring is leidend en bindend. De directie ziet erop toe dat de regels worden nageleefd. De directie stelt de juiste middelen ter beschikking om ervoor te zorgen dat aan de gemaakte afspraken kan worden voldaan.

Handtekening directie + datum

10.2.e

21-06-2018

Van: 10.2.e
 Aan: 10.2.e |; SODM ondergrond advies
 Onderwerp: verzoek advies inzake aanvraag opsporingsvergunning Utrecht
 Datum: woensdag 4 juli 2018 13:02:00
 Bijlagen: [Aanvraag Opsporingsvergunning Aardwarmte Utrecht.zip](#)

Geachte adviseur,

Op 22 juni 2018 ontving ik van ENGIE Energy Solutions B.V. een aanvraag voor een opsporingsvergunning aardwarmte voor het gebied genaamd Utrecht. De aanvraag en bijbehorende documenten zijn bijgevoegd.

Let op: bijlage 8 bevat de juiste coördinaten en figuren voor het aangevraagde gebied. Deze vorm wijkt licht af van het gebied dat gepresenteerd wordt in het hoofdrapport.

Graag ontvang ik uw advies over:

- de technische mogelijkheden van ENGIE Energy Solutions B.V.;
- de manier waarop ENGIE Energy Solutions B.V. voornemens is de opsporingsactiviteiten te verrichten, waaronder de bij de activiteiten te gebruiken technieken, hulpmiddelen of stoffen;
- de de eerder aangetoonde efficiëntie en verantwoordelijkheidszin van ENGIE Energy Solutions B.V.;
- nadelige gevolgen die door het opsporen van aardwarmte worden veroorzaakt voor het milieu in het aangevraagde gebied.

Mocht de aangeleverde informatie onvoldoende zijn om tot een advies te kunnen komen, dan hoor ik dat graag zo spoedig mogelijk, maar uiterlijk 2 weken na deze mail.

Indien de aanvraag voldoende informatie bevat, vraag ik u mij uiterlijk binnen 2 weken na afloop van de publicatietermijn voor het indienen van concurrerende aanvragen advies uit te brengen. Zodra bekend, zal ik u laten weten wanneer de termijn voor het indienen van een concurrerende aanvraag eindigt.

Met vriendelijke groet,

10.2.e

Beleidsmedewerker

.....
 Directie Energie en Omgeving
 Ministerie van Economische Zaken
 Bezuidenhoutseweg 73 | Postbus 20401 | 2500 EK Den Haag

.....
 T +31 (0)6 10.2.e

Van: 10.2.e
Aan: 10.2.e @tno.nl; 10.2.e
Onderwerp: verzoek advies inzake aanvraag opsporingsvergunning aardwarmte Utrecht
Datum: woensdag 4 juli 2018 13:02:00
Bijlagen: [Aanvraag_Opsporingsvergunning_Aardwarmte_Utrecht.zip](#)

Geachte adviseur,

Op 22 juni 2018 ontving ik van ENGIE Energy Solutions B.V. een aanvraag voor een opsporingsvergunning aardwarmte voor het gebied genaamd Utrecht. De aanvraag en bijbehorende documenten zijn bijgevoegd.

Let op: bijlage 8 bevat de juiste coördinaten en figuren voor het aangevraagde gebied. Deze vorm wijkt licht af van het gebied dat gepresenteerd wordt in het hoofdrapport.

Voor de publicatie van de uitnodiging voor het indienen van concurrerende aanvragen in de Staatscourant ontvangen ik graag zo spoedig mogelijk maar uiterlijk 3 weken na deze email, een gebiedsbeschrijving en, voor zover van toepassing, uitsluitel over de naamgeving van het gebied.

Daarnaast ontvang ik graag uw advies over:

- Het werkprogramma in relatie tot de duur en omvang van de vergunning,
- De geologische onderbouwing van de aanvraag,
- De kans op interferentie met de opsporing, winning en opslag van andere delfstoffen in het gebied,

Mocht de aangeleverde informatie onvoldoende zijn om tot een advies te kunnen komen, dan hoor ik dat graag zo spoedig mogelijk, maar uiterlijk 2 weken na deze mail.

Indien de aanvraag voldoende informatie bevat, vraag ik u mij uiterlijk binnen 2 weken na afloop van de publicatietermijn voor het indienen van concurrerende aanvragen advies uit te brengen. Zodra bekend, zal ik u laten weten wanneer de termijn voor het indienen van een concurrerende aanvraag eindigt.

Met vriendelijke groet,

10.2.e

Beleidsmedewerker

Directie Energie en Omgeving
 Ministerie van Economische Zaken
 Bezuidenhoutseweg 73 | Postbus 20401 | 2500 EK Den Haag

T +31 (0)6 10.2.e

Opsporingsvergunning Utrecht (aardwarmte)

Aanvrager: Engie Energy Solutions B.V.

Het aangevraagde gebied ligt in de gemeenten Bunnik, De Bilt, Houten, Nieuwegein, Stichtse Vecht, Utrecht, Woerden en Zeist

en wordt begrensd door de rechte lijnen tussen de volgende punten:

Punt	X	Y
1	133000,000	447980,000
2	145370,000	447980,000
3	145370,000	452580,000
4	147500,000	454800,000
5	145880,000	460890,000
6	145270,000	464110,000
7	137040,000	464110,000
8	128460,000	461400,000
9	126700,000	459500,000
10	126700,000	454800,000
11	129400,000	454800,000
12	132730,000	448920,000

De coördinaten zijn vermeld volgens het stelsel van de Rijksdriehoeksmeting (RD).

Op basis van deze grensbeschrijving is de oppervlakte 262,68 km².



Van: 10.2.e
 Aan: 10.2.e
 Onderwerp: RE: status geothermie in Utrecht
 Datum: maandag 24 september 2018 11:54:39

Beste 10.2.e,

Naar aanleiding van onderstaande en de binnenkort volgende adviesvraag aan de Provincie Utrecht in het kader van de aanvraag opsporingsvergunning Utrecht, zou ik graag even contact met je opnemen. Het lijkt me zelfs goed om een vooroverleg in te plannen, als daar ook vanuit de Provincie behoefte naar is.

Hoor graag,

Vriendelijke groet,

10.2.e

10.2.e

Beleidsmedewerker

Directie Energie & Klimaat
 Ministerie van Economische Zaken
 Bezuidenhoutseweg 73 | Postbus 20401 | 2500 EK Den Haag

T +31 (0) 10.2.e

Van: 10.2.e

Verzonden: woensdag 1 augustus 2018 16:41

Aan: 10.2.e @provincie-utrecht.nl>

Onderwerp: RE: status geothermie in Utrecht

Beste 10.2.e,

Bedankt voor deze uitgebreide toelichting. Laten we zodra je terug bent een telefoongesprek plannen waarin we deze zaken kunnen bespreken.

Vriendelijke groet,

10.2.e

Van: 10.2.e @provincie-utrecht.nl]

Verzonden: donderdag 19 juli 2018 12:15

Aan: 10.2.e

Onderwerp: RE: status geothermie in Utrecht

Beste 10.2.e,

Helaas is het me tot dusverre niet gelukt om u telefonisch te bereiken. Daarom hierbij een mail. Graag zou ik in een (telefonisch) gesprek mijn vragen aan u willen toelichten, om te kijken hoe we met u (en met uw collega's) in onze rolverdeling t.a.v. aardwarmte e.e.a. het beste kunnen afstemmen. Hieronder geef ik een beschrijving van mijn vragen.

Inzake UDG project GOUD en project LEAN:

De opsporingsvergunning is eind juni door Engie aangevraagd bij het ministerie van EZK, de vergunningprocedure gaat beginnen. Het is onze eerste vergunningprocedure in het kader van de mijnbouwwet/aardwarmte in de regio en wij merken dat het voor onszelf en de omgeving (gemeenten, waterschappen, drinkwaterbedrijven) nog zoekende is naar ieders rol, hoe aardwarmte en dit eerste project past in hun opgave in de energietransitie en de zoektocht naar onafhankelijke informatie over diverse aspecten rondom aardwarmte, maar in het bijzonder veiligheid en risico's. Wij proberen dit zo goed mogelijk te coördineren (in combinatie met onze gecoördineerde adviesrol), maar hebben ook niet altijd alle antwoorden. Om dit goed te kunnen uitvoeren willen wij graag samenwerken met EZK en om dit goed te kunnen doen denken wij aan drie zaken die hiervoor belangrijk zijn: korte directe lijnen, pro-actieve afstemming en delen/ontwikkelen van kennis. Hieronder licht ik dit kort toe:

- Korte lijnen tussen EZK, provincie en Engie. Tussen provincie en Engie zijn de lijnen al kort. Wij zouden ook graag korte lijnen hebben met EZK. Zeker in de vergunningprocedures. Het liefst 1 of 2 contactpersonen met telefoonnummers en emailadressen.
- Proactieve afstemming: Elkaar proactief op de hoogte houden van ontwikkelingen die spelen of gaan spelen. Vanuit provincie is de wens dat EZK zo vroeg mogelijk aan ons aangeeft welke stappen vanuit EZK genomen gaan worden, zodat wij ons tijdig kunnen voorbereiden, maar ook tijdig onze regiopartners kunnen inlichten. Denk bijvoorbeeld aan het publiceren in

de Staatscourant en het openzetten van de periode van concurrerende aanvragen, het resultaat na afloop van deze periode, tijdig aangeven wanneer het verzoek om advies naar de provincie gestuurd gaat worden, tijdig de inhoud van de definitieve vergunning delen met elkaar met onderbouwing welke adviezen zijn overgenomen en welke niet inclusief motivatie.

- kennisdelen: EZK heeft meer kennis over de wetgeving, procedures en technische aspecten van aardwarmte en wij hebben meer kennis over de regio, wat speelt er, het regionaal netwerk en hoe verhoudt het aardwarmteproject zich tot de brede energietransitie in de regio. In het kader van de opsporingsvergunning zou EZK bijvoorbeeld een bijdrage kunnen leveren bij de sessie met provincie, gemeenten, waterschappen en drinkwaterbedrijven om te komen tot een (gecoördineerd) advies. Mochten er specifieke vragen over de mijnbouwwet/vergunningenprocedure komen vanuit media, bewoners, anderen dan zouden we graag met EZK willen afstemmen indien dat nodig is.

Inzake nieuwe aardwarmte-projecten:

Bij projecten LEAN en GOUD zijn wij als provincie goed op de hoogte wat er speelt. Wij hebben goed contacten met Engie en de consortiumpartners. Er kan ook ineens een partij in onze regio plannen ontwikkelen waar wij geen weet van hebben. Om niet volkomen verrast te worden zouden wij het wenselijk vinden wanneer EZK gesprekken voert met partijen om ten eerste te vragen aan er al contact is geweest met lokale en regionale overheden en ten tweede ons proactief te informeren. Zoals wij reeds al gedaan hebben in het kader van SCAN (witte vlekkenplan EBN) houden wij EBN en EZK ook op de hoogte van nieuwe projecten in ontwikkeling. Ook hierbij staat samenwerken voorop en is het belangrijk om korte lijnen te hebben in combinatie met een goede vroegtijdige afstemming en de doorontwikkeling van kennis/ervaring.

Algemene kennisontwikkeling over aardwarmte in relatie tot de warmtevraag, regionale energie strategieën in de regio

Wij zijn nog zoekende hoe we dit precies willen gaan doen. Een idee is het houden van een regionale (netwerk)bijeenkomsten over aardwarmte in de bredere context van energietransitie. Een bijdrage van EZK zou dan gewenst zijn.

Dit zijn de vragen die ik met u zou willen bespreken. Misschien kan ik ze in een (telefoon) gesprek nog nader toelichten. Graag hoor ik uw reactie. Ik ben zelf tot aankomende woensdag aan het werk en daarna weer vanaf 12 augustus aanwezig.

Met vriendelijke groet,

10.2.e

10.2.e

Provincie Utrecht

Archimedeslaan 6 | Postbus 80300 | 3508 TH Utrecht

Telefoon (030) 10.2.e

www.provincie-utrecht.nl

Ik werk op 10.2.e

Denk voor het printen van deze e-mail aan het milieu.

Met vriendelijke groet,

10.2.e

10.2.e

Provincie Utrecht

Archimedeslaan 6 | Postbus 80300 | 3508 TH Utrecht

Telefoon (030) 10.2.e

www.provincie-utrecht.nl

Ik werk op 10.2.e

Denk voor het printen van deze e-mail aan het milieu.

Van: 10.2.e [mailto:10.2.e@mlnez.nl]

Verzonden: dinsdag 12 juni 2018 10:30

Aan: 10.2.e

Onderwerp: status geothermie in Utrecht

Beste 10.2.e

Ik heb uw contactgegevens van 10.2.e gekregen. Het is bij ons bekend dat er in de provincie Utrecht initiatieven zijn om geothermie te ontwikkelen, waaronder het UDG project GOUD en het project LEAN. Kunt u mij wat meer vertellen over de status van beide projecten en/of is er iets wat u in de nabije toekomst van EZK verwacht in deze?

Met vriendelijke groet,

10.2.e

Beleidsmedewerker

Directie Energie en Omgeving

Ministerie van Economische Zaken
Bezuidenhoutseweg 73 | Postbus 20401 | 2500 EK Den Haag

T +31 (0)610.2.e

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

"De informatie verzonden met dit bericht is uitsluitend bestemd voor de geadresseerde.

Gebruik van deze informatie door anderen dan de geadresseerde is verboden.

Openbaarmaking, vermenigvuldiging, verspreiding en/of verstrekking van deze informatie aan derden is niet toegestaan.

Het is mogelijk dat tijdens het transport van dit bericht fouten zijn ontstaan zodat het bericht onjuist is overgekomen. Hiervoor kunnen wij geen aansprakelijkheid erkennen.

Uitsluitend het door de bevoegde persoon dan wel het bevoegde bestuursorgaan ondertekende papieren document is bindend. Wij adviseren u om bij twijfel over de juistheid of volledigheid contact met ons op te nemen".

Van: 10.2.e
Aan: 10.2.e
Onderwerp: reactie nav vooroverleg aardwarmte provincie utrecht
Datum: maandag 8 oktober 2018 13:42:38
Bijlagen: Reeds openbaar

Beste 10.2.e,

Bedankt voor het gesprek van vorige week. Met betrekking tot jullie verzoek om een voorbeeld advies wil ik toch voorstellen dat, als jullie behoefte hebben aan een concept advies, jullie dit opvragen bij andere Provincies. Vanuit EZK wil ik eigenlijk geen specifiek advies of bepaalde Provincie voorstellen, omdat dit jullie al in een bepaalde richting kan duwen. Er is voor EZK geen goed of fout advies; het gaat om de onderwerpen die de Provincie en betrokken partijen van belang achten binnen het kader van de opsporingsvergunning. Ik wil jullie natuurlijk wel zo goed mogelijk informeren over wat er in het advies zou kunnen staan, daarom heb ik hieronder een lijst opgesteld met onderwerpen waaraan gedacht kan worden, niet zeggende dat deze allemaal aan bod moeten komen, of uitsluitende dat er meer onderwerpen kunnen zijn:

- Vergunningsduur en gebiedsgrootte
- Beschermingsgebieden
- Seismische en bodemdalingsrisico's
- Interferentie en planmatig gebruik van de ondergrond
- Financiële draagkracht
- Omgevingsmanagement/participatie

Ik dacht er ook nog aan dat de meest recente memorie van toelichting van de Mijnbouwwet jullie van een hoop informatie kan voorzien, die jullie kunnen doorspelen naar de gemeenten en waterschappen. Hierin staan de o.a. weigeringsgronden uit de Mijnbouwwet, maar ook het concept opsporingsvergunning, uitvoerig beschreven. Ik heb deze memorie bijgevoegd. EZK kan in principe aanwezig zijn bij een ambtelijk overleg met de provincie, gemeenten, waterschappen en de aanvrager. Als jullie hiervoor een datum en agenda hebben, ontvang ik die graag, dan kan ik zsm kijken of dit past.

Ik zal later deze week het adviesverzoek voor de aanvraag Utrecht versturen.

Mochten jullie nog vragen hebben dan hoor ik het graag.

Groet,

10.2.e

10.2.e

Beleidsmedewerker

Directie Energie & Klimaat
 Ministerie van Economische Zaken
 Bezuidenhoutseweg 73 | Postbus 20401 | 2500 EK Den Haag

T +31 (0)6 10.2.e

Van: 10.2.e
 Aan: 10.2.e
 Onderwerp: adviesverzoek inzake aanvraag opsporingsvergunning aardwarmte Utrecht
 Datum: woensdag 10 oktober 2018 15:45:46

Geachte 10.2.e,

Engie Energy Solutions B.V. heeft op 22-6-2018 een aanvraag ingediend voor een opsporingsvergunning voor aardwarmte. Het aangevraagde gebied, genaamd Utrecht, ligt in de gemeenten Bunnik, De Bilt, Houten, Nieuwegein, Stichtse Vecht, Utrecht, Woerden en Zeist. Een uitnodiging voor indienen van een concurrerende aanvraag is op 9-8-2018 in de Staatscourant gepubliceerd. De termijn voor het indienen van een concurrerende aanvraag eindigt op 9-11-2018. Tot op heden is nog geen concurrerende aanvraag ontvangen. Mocht dit binnen de concurrentietermijn gebeuren, dan wordt u hiervan zo spoedig mogelijk op de hoogte gesteld.

Op grond van artikel 16 van de mijnbouwwet ontvang ik graag uw advies over de bijgevoegde opsporingsvergunningsaanvraag. Tevens verzoek ik u om, conform artikel 16, tweede lid van de Mijnbouwwet, bij uw advies te betrekken:

- het College van B en W van de gemeenten van het gebied waarop de aanvraag betrekking heeft;
- het dagelijkse bestuur van de waterschappen van het gebied waarop de aanvraag betrekking heeft met het oog op waterkwaliteit, waterkwantiteit en infrastructurele werken.

De aanvraag is te downloaden via onderstaande Wetransfer link:

<https://wetransfer.com/1/1-5KraatmvOg>

Wellicht ten overvloede wijs ik u er op dat bijgevoegde documentatie vertrouwelijk is.

Graag ontvang ik zo spoedig mogelijk, doch uiterlijk 8 weken na het verstrijken van de datum waarop concurrerende aanvragen kunnen worden ingediend, uw advies.

Met vriendelijke groet,

10.2.e

Beleidsmedewerker

.....
 Directie Energie en Omgeving
 Ministerie van Economische Zaken
 Bezuidenhoutseweg 73 | Postbus 20401 | 2500 EK Den Haag

.....
 T +31 (0)6 10.2.e

Van: 10.2.e
Aan: 10.2.e
Onderwerp: RE: Verzoek verlenging reactietermijn advies aanvraag opsporingsvergunning aardwarmte Utrecht
Datum: woensdag 5 december 2018 13:28:24

Beste 10.2.e,
 We zullen de termijn voor het indienen van het advies conform uw verzoek verleggen naar 28 februari 2019.

Vriendelijke groet,

10.2.e

Beleidsmedewerker geothermie

Directie Energie & Omgeving
 Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
 Bezuidenhoutseweg 73 | Postbus 20401 | 2500 EK Den Haag

T +31 (0)6 10.2.e

Van: 10.2.e @provincie-utrecht.nl>

Verzonden: woensdag 5 december 2018 10:36

Aan: 10.2.e @minez.nl>

Onderwerp: Verzoek verlenging reactietermijn advies aanvraag opsporingsvergunning aardwarmte Utrecht

Geachte 10.2.e,

Op 10 oktober jl. ontvingen wij van u een adviesverzoek inzake de aanvraag opsporingsvergunningaanvraag aardwarmte Utrecht. U gaf daarbij aan het advies uiterlijk te ontvangen 8 weken na verstrijken van de concurrerende aanvraagperiode, te weten 4 januari 2019. Tevens verzocht u ons om, conform artikel 16, tweede lid van de Mijnbouwwet, bij uw advies te betrekken:

- het College van B en W van de gemeenten van het gebied waarop de aanvraag betrekking heeft;
- het dagelijkse bestuur van de waterschappen van het gebied waarop de aanvraag betrekking heeft met het oog op waterkwaliteit, waterkwantiteit en infrastructurele werken.

Naast deze partijen betrekken wij ook de drinkwaterbedrijven en de omgevingsdiensten die in het opsporingsgebied actief zijn.

Wij hebben meer tijd nodig om tot een kwalitatief goed en volledig gecoördineerd advies te komen, waarbij alle partijen voldoende gelegenheid hebben gehad om hun bijdrage te leveren aan het advies. Wij verzoeken u daarom om verlenging van de reactietermijn tot uiterlijk 28 februari 2019.

Wanneer mogelijk sturen wij het advies natuurlijk eerder naar u toe.

Graag ontvang ik uw reactie op dit verzoek.

Met vriendelijke groet,

10.2.e

10.2.e

Provincie Utrecht
 Archimedeslaan 6 | Postbus 80300 | 3508 TH Utrecht
 Telefoon (030) 10.2.e
www.provincie-utrecht.nl

Denk voor het printen van deze e-mail aan het milieu.

Van: 10.2.e @minez.nl>

Verzonden: woensdag 10 oktober 2018 15:46

Aan: 10.2.e @provincie-utrecht.nl>

Onderwerp: adviesverzoek inzake aanvraag opsporingsvergunning aardwarmte Utrecht

Geachte 10.2.e,

Reeds beoordeeld in dit Wob-verzoek

Reeds beoordeeld in dit Web-verzoek

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

"De informatie verzonden met dit bericht is uitsluitend bestemd voor de geadresseerde. Gebruik van deze informatie door anderen dan de geadresseerde is verboden. Openbaarmaking, vermenigvuldiging, verspreiding en/of verstrekking van deze informatie aan derden is niet toegestaan.

Het is mogelijk dat tijdens het transport van dit bericht fouten zijn ontstaan zodat het bericht onjuist is overgekomen. Hiervoor kunnen wij geen aansprakelijkheid erkennen. Uitsluitend het door de bevoegde persoon dan wel het bevoegde bestuursorgaan ondertekende papieren document is bindend. Wij adviseren u om bij twijfel over de juistheid of volledigheid contact met ons op te nemen".

Retouradres: Postbus 80015, 3508 TA Utrecht

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Energie & Omgeving
T.a.v. 10.2.e
Postbus 20401
2500 EK DEN HAAG



Onderwerp
Geotechnische evaluatie aanvraag opsporingsvergunning Utrecht.

Geachte 10.2.e,

Naar aanleiding van uw verzoek van 4 juli 2018 (uw email) stuur ik u hierbij onze geotechnische evaluatie betreffende de aanvraag voor een opsporingsvergunning voor aardwarmte voor het gebied Utrecht, ingediend door ENGIE Energy Solutions B.V. op 22 juni 2018. Binnen de termijn van dertien weken vanaf de publicatie in de Staatscourant zijn geen concurrerende aanvragen ingediend.

De vereisten en weigeringsgronden verwoord in de mijnbouwwet (art. 6 t/m 17) en het onderliggende mijnbouwbesluit (art. 7) en de mijnbouwregeling (art 1.2.1 & 1.2.2 en 1.3.1 t/m 1.3.11) zijn leidend bij de evaluatie van de aanvraag.

Evaluatieresultaat

TNO-AGE ziet geen geotechnische belemmeringen om de opsporingsvergunning voor aardwarmte Utrecht te verlenen aan ENGIE Energy Solutions B.V. Voor een gedetailleerde beschrijving van het evaluatieresultaat verwijs ik u graag naar Bijlage 1.

Met vriendelijke groet,

10.2.e

Princetonlaan 6
3584 CB Utrecht
Postbus 80015
3508 TA Utrecht

www.tno.nl

T +31 88 866 42 56

Datum
25 april 2019

Onze referentie
AGE 19-10.023

Contactpersoon
10.2.e

E-mail
10.2.e@tno.nl

Doorkiesnummer
+3188 10.2.e

Uw referentie
Uw email van 23-02-2018

Bijlage(n)
3

Op opdrachten aan TNO zijn de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, zoals gedeponeerd bij de Griffie van de Rechtbank Den Haag en de Kamer van Koophandel Den Haag van toepassing. Deze algemene voorwaarden kunt u tevens vinden op www.tno.nl. Op verzoeken zenden wij u deze toe.

Handelsregisternummer 27376655

Datum

25 april 2019

Onze referentie

AGE 19-10.023

Blad

2/13

Bijlage 1	Toelichting op de evaluatie
Bijlage 2	Ligging van het aangevraagde gebied
Bijlage 3 (vertrouwelijk)	Ligging van het aangevraagde gebied met bekende olie- en gasprospecten

Datum

25 april 2019

Onze referentie

AGE 19-10.023

Blad

3/13

Bijlage 1 - Toelichting op de evaluatie

Samenvatting

De evaluatieresultaten kunnen als volgt puntsgewijs worden samengevat:

1. De aangeleverde geowetenschappelijke rapportage geeft TNO-AGE vertrouwen dat aanvrager (ENGIE Energy Solutions B.V.) op de hoogte is van de technische uitdagingen dan wel zich omringd heeft met ter zake kundige adviseurs.
2. Aanvrager gaat niet in op de mogelijke risico's met betrekking tot het voorkomen van vrij gas, opgelost gas en olie. TNO-AGE adviseert aanvrager dit onderwerp mee te nemen bij vervolgonderzoeken en het nog op te stellen boorontwerp.
3. Aanvrager gaat niet in op de mogelijke risico's met betrekking tot bodembeweging ten gevolge van exploratie en/of productie van aardwarmte in het gebied. Wel geeft aanvrager aan in de verkenningsfase een seismisch risicoanalyse uit te voeren alvorens verder te gaan met vervolgfases.
4. Het aangevraagde vergunningsgebied Utrecht heeft geen overlap met reeds bestaande vergunningen voor de exploratie naar of productie van aardwarmte of zout, alsmede geen overlap met opslagvergunningen.
5. Het aangevraagde vergunningsgebied Utrecht overlapt met opsporingsvergunning Utrecht voor koolwaterstoffen. Het aangevraagde gebied heeft geen overlap met aangevraagde opsporingsvergunningen en/of (aangevraagde) winningsvergunningen voor koolwaterstoffen.
6. Binnen het aangevraagde vergunningsgebied Utrecht bevinden zich geen bestaande olie- of gasvelden.
7. De huidige operator van de opsporingsvergunning koolwaterstoffen Utrecht heeft geen prospectieve structuren herkend binnen het aangevraagde gebied. Wel hebben eerdere operators binnen het aangevraagde opsporingsgebied prospectieve structuren herkend. Daarom dient aanvrager rekening te houden met de mogelijkheid van het voorkomen van vrij gas.
8. Aanvrager geeft aan op de hoogte te zijn van de beschermde water- en natuurgebieden aanwezig in het aangevraagde gebied en neemt kennis van eventuele restricties die deze met zich mee brengen.
9. Aanvrager vraagt een opsporingsvergunning voor aardwarmte aan voor de periode van vijf jaar vanwege samenwerking tussen projecten en additionele seismische acquisitie. TNO-AGE acht een duur van vier jaar beter passend bij het voorgestelde werkprogramma.
10. Voor het verkennen van de aardwarmte potentie en het positioneren van geothermische doubletten acht TNO-AGE de grootte van het aangevraagd gebied passend.

Resumerend ziet TNO-AGE geen geotechnische belemmeringen om de opsporingsvergunning voor aardwarmte Utrecht te verlenen aan ENGIE Energy Solutions B.V.

Datum
25 april 2019

Onze referentie
AGE 19-10.023

Blad
4/13

Achtergrond

ENGIE Energy Solutions B.V. (hierna: EES) vraagt de opsporingsvergunning voor aardwarmte Utrecht aan, waarvoor EES tevens als operator zal fungeren.

Aanvrager is voornemens het voortouw te nemen in onderzoek naar geschiktheid van de ondergrond en ontwikkeling van twee geothermieprojecten in Utrecht voor twee publiek-private consortia, namelijk LEAN (Low cost Exploration And deriskiNg of geothermal plays) en GOUD (Geothermie Oost Utrecht Duurzaam, onderdeel van Green Deal Ultra Diepe Geothermie).

EES is een dochterbedrijf van ENGIE Services Nederland N.V., onderdeel van de ENGIE Group. EES richt zich op het ontwikkelen, bouwen en exploiteren van installaties voor het leveren van duurzame warmte en koude. Momenteel exploiteert EES 30 WKO-systemen in Nederland. Daarnaast wil EES zich gaan focussen op geothermische installaties. Voor deze geothermische projecten zal voornamelijk gebruik worden gemaakt van kennis en ervaring aanwezig bij Storengy, onderdeel van ENGIE Group. EES heeft één andere opsporingsvergunning voor aardwarmte aangevraagd, Rotterdam Bar.

Doel

Binnen het LEAN-project is aanvrager voornemens de warmte van watervoerende lagen van de Slochteren Formatie van de Rotliegend Groep te winnen en de geproduceerde warmte te leveren aan het warmtenet van Eneco.

Daarnaast is aanvrager binnen het GOUD-project voornemens de warmte van watervoerende lagen van Dinantien ouderdom te exploiteren. Doel is om de geproduceerde warmte te leveren aan het Kantorenpark Rijsweerd en de Uithof.

Opeenvolging van gebeurtenissen

- 22 juni 2018: aanvraag opsporingsvergunning aardwarmte Utrecht, ingediend door ENGIE Energy Solutions B.V.
- 4 juli 2018: ontvangst verzoek van EZK voor een pre-advies en advies betreffende aanvraag opsporingsvergunning aardwarmte Utrecht [1].
- 8 november 2018: aflopen concurrentietermijn. Er zijn binnen de concurrentietermijn geen concurrerende vergunningsaanvragen ingediend.

Datum

25 april 2019

Onze referentie

AGE 19-10.023

Blad

5/13

Geotechnische evaluatie

Rapportage

Er zijn vier documenten aangeleverd die van belang zijn voor de geotechnische evaluatie. De aanvraag voor de opsporingsvergunning [1], het werkprogramma van en uitleg over het project LEAN [2], het werkprogramma van en uitleg over het project GOUD [3] en een geologisch rapport [4] van het gebied uitgevoerd door IF Technology B.V. (hierna: IF).

Beschikbaarheid van gegevens

Voor de geologische inventarisatie van de Rotliegend Groep en het Dinantien in [4] is gebruikt gemaakt van publiek beschikbare putgegevens, geologische modellen, kaarten en literatuur. Gegevens zijn echter beperkt aangezien het aangevraagde gebied één van de 'witte vlekken' in Nederland is wat betreft data van de diepe ondergrond.

In het gebied bevinden zich drie boringen, Jutphaas-01 (JUT-01), Odijk-01 (ODK-01) en Zeist (ZST-01). Omdat de putten ODK-01 en ZST-01 niet de Rotliegend Groep en het Dinantien aanboren zijn zij van beperkt nut voor inventarisatie van het aangevraagde gebied.

Aangevraagd gebied wordt niet bedekt door 3D seismiek. Er zijn zowel analoge als digitale 2D seismische lijnen beschikbaar, deze bevinden zich voornamelijk aan de randen van het gebied. Digitale lijnen in het gebied zijn onder andere de lijn L2NAM1984N en de Elf Petroland 1987 survey (L2PET1987A). De seismische lijnen geven geen goede dekking van het gehele gebied.

Rotliegend Group (LEAN)

Als belangrijkste input zijn kaarten van DGM Diep v.4 en putgegevens van Blaricum-01 (BLA-01) en JUT-01 gebruikt. De put BLA-01 bevindt zich ~13 km buiten het gebied. De put JUT-01, geboord in 1968, bevindt zich in het zuidwesten van het aangevraagde gebied en is de enige put in het gebied die de Rotliegend Groep heeft aangeboord.

Dinantien (GOUD)

Als belangrijkste input voor de geologische inventarisatie van het Dinantien is gebruikt gemaakt van twee verschillende rapporten, 'GOUD Pilot UDG' (Appendix 1 van [4], niet aangeleverd door aanvrager) en TNO-rapport 'Ultra diepe geothermie: 'Overzicht, inzicht & to-do ondergrond' door Boxem et al. (2016) (Appendix 2 van [4]).

Diepte en dikte aquifer op doel-locatie

Rotliegend Groep (LEAN)

Aanvrager heeft diepte- en diktekaarten gebruikt van DGM Diep v.4. De diepte van de basis van de Rotliegend Groep varieert in het aangevraagde gebied tussen de 1200 en 3100 meter (Figuur 14 van [4]). Van noord naar zuidwest vindt een geleidelijke verdikking van de Rotliegend Groep plaats, van ~50 meter in het

Datum
25 april 2019

Onze referentie
AGE 19-10.023

Blad
6/13

noorden tot ~130 meter in het zuidwesten (Figuur 15 van [4]). In de put JUT-01 bevindt het Rotliegend zich op een diepte aan van 1780 meter en heeft een dikte van 130 meter.

Dinantien (GOUD)

De aanvrager verwacht de top van het Dinantien reservoir op een diepte van 5100 meter. Een onderbouwing wordt mogelijkerwijs gegeven in Appendix 1 van [4]. Deze is echter niet door aanvrager aangeleverd. Op basis van boorinformatie wordt de dikte geschat op 800 meter. Aanvrager geeft aan dat in Noord-Limburg de dikte soms kleiner is, tussen de 100 en 200 meter. Een dikte groter dan 950 meter is nooit aangetroffen (Appendix 2 in [4]).

Breukinterpretatie

Rotliegend Groep (LEAN)

In de dikte- en dieptekaarten van De Rotliegend Groep zoals gepresenteerd in [4] worden breuken weergegeven. De breuken die worden weergegeven zijn overgenomen van de regionale breukinterpretatie uitgevoerd door TNO Geologische Dienst. Aangezien dit een regionale interpretatie is acht TNO-AGE het noodzakelijk dat de aanvrager een lokale breukinterpretatie uitvoert.

Dinantien (GOUD)

Op het verbreidingskaartje van het Dinantien in [4] wordt een regionale breukinterpretatie gegeven op Zechstein niveau. Aanvrager stelt dat aangezien de breuken niet verticaal zijn de verbreiding van het Dinantien een verspringing zal hebben ten opzichte van de aangegeven Zechstein. Daarnaast geeft aanvrager aan dat natuurlijke fractures en breuken in het Dinantien kunnen leiden tot verhoogde permeabiliteit. Deze fractures en breuken zijn echter nog niet uitgebreid bestudeerd.

Permeabiliteit, aquifertemperatuur en indicatief geothermisch vermogen

Rotliegend Groep (LEAN)

Aanvrager geeft aan dat door geringe putgegevens, complexe geologie en verschillende permeabiliteit-theorieën, het potentieel van de Rotliegend Groep onder het aangevraagde gebied Utrecht onbekend is volgens ThermoGIS V.1.2.

Aanvrager stelt dat de gemiddelde porositeit van de Rotliegend Groep ~10% is. Kernpluggen van de top van de Rotliegend Groep van put BLA-01 geven een gemiddelde porositeit van 19% en een permeabiliteit van 40-300 mD. Aanvrager vraagt zich af of deze data representatief zijn voor het aangevraagde gebied aangezien BLA-01 ~13 km buiten het gebied ligt.

Figuur 17 van [4] laat een kaart van verwachte porositeit in het gebied zien. De porositeitschaal ontbreekt, uit de kaart is echter wel af te lezen dat het aangevraagde gebied een lagere porositeit heeft dan die gemeten in BLA-01. Aanvrager geeft aan dat er, ondanks zijn centrale ligging in het gebied, geen gebruik is gemaakt van de JUT-01 put voor de petrofysische gegevens omdat deze put een breuk aangeboord heeft en daarom wellicht niet representatief is.

Datum

25 april 2019

Onze referentie

AGE 19-10.023

Blad

7/13

Aanvrager geeft geen temperatuurindicatie van het reservoir. Uit gegevens van de DoubletCalc simulatie blijkt dat er een geothermische gradiënt van 31 °C/km is gebruikt. Uitgaande van de DoubletCalc simulatie gaat de aanvrager uit van een P50 geothermisch vermogen van 5,54 MW.

Dinantien (GOUD)

In de hoofdtekst van [4] wordt de porositeit niet beschreven. In Appendix 2 van [4] wordt de porositeitspreding op basis van kernplugmetingen van LTG-01; 1 - 1,3 - 1,6 %, en van UHM-02; 0,9 - 1,2 - 1,9 % genoemd. Ook wordt opgemerkt dat porositeit als gevolg van breuken niet is meegenomen in de metingen, ook wanneer breuken wel waren vastgesteld in de kernen.

In de hoofdtekst van [4] wordt een permeabiliteit van 10 mD gegeven voor het Dinantien. Appendix 2 van [4] beschrijft de enige twee boringen in Nederland die het Dinantien aanboren op vergelijkbare diepte als in het vergunningsgebied wordt verwacht, LTG-01 en UHM-02. De permeabiliteitsspreiding op basis van kernplugmetingen in LTG-01 is 0,2 - 4,6 - 9,6 mD, in UHM-02 is deze 0 - 0,1 - 0,7 mD. Aanvrager geeft aan dat in de Californië boringen (CAL-GT) in Noord Limburg een zeer hoge permeabiliteit is aangetroffen in het Dinantien, echter wel op een geringe diepte. Deze hoge permeabiliteit wordt waarschijnlijk veroorzaakt door fractures en breuken.

Ondanks de lage permeabiliteit en porositeit wordt het Dinantien toch gezien als potentieel reservoir voor geothermie door kans op secundaire permeabiliteit door breukwerking.

Aanvrager stelt dat de verwachte temperatuur van de top van Dinantien 163 °C zal zijn wanneer uitgegaan wordt van de gemiddelde Nederlandse gradiënt van 31 °C/km. Aanvrager geeft aan dat de put JUT-01 een hogere gradiënt van 32,8 °C/km aangeeft, dit resulteert in een verwachte temperatuur van 168 °C. In de DoubletCalc simulatie wordt een geothermische gradiënt van 31 °C/km gebruikt, dit resulteert in een P50 geothermisch vermogen van 29,54 MW.

Overige observaties

In het geologische verslag [4] wordt, als alternatief reservoirgesteente, ook de Trias Groep beschreven die aanwezig is in het gebied. Dit reservoir wordt genoemd als potentieel interessant voor geothermie maar er is in dit gebied weinig informatie beschikbaar. Aanvrager geeft aan dat verder onderzoek nodig is, maar hier wordt geen plan voor gepresenteerd.

In het noordoosten van het aangevraagde gebied liggen beschermde water- en een natuurgebieden. Aanvrager geeft aan dat het op de hoogte is dat dit tot eventuele restricties kan leiden en dat er bij het ontwerp van het geothermische systeem rekening mee moet worden gehouden.

Aanvrager is voornemens voor zowel het LEAN- als het GOUD-project reprocessing en herinterpretatie van bestaande seismische data uit te voeren: de

Datum
25 april 2019

Onze referentie
AGE 19-10.023

Blad
8/13

seismische lijnen van de Elf Petroland Survey (L2PET1987A) en de NAM-lijn (L2NAM1984N). In eerste instantie zal het GOUD-project gebruikt maken van de seismische gegevens die worden verkregen als onderdeel van het SCAN-project (Seismische Campagne Aardwarmte Nederland), dit zal voornamelijk nationale seismische acquisitie zijn. Wanneer nodig, zal onder het GOUD-project nog verdere seismische acquisitie uitgevoerd worden op lokaal niveau.

Bevindingen geotechnische evaluatie

TNO-AGE acht de geologische onderbouwing van de aanvraag van voldoende kwaliteit voor het aanvragen van een opsporingsvergunning. De aanvrager geeft blijk op de hoogte te zijn van de voornaamste geologische onzekerheden. Te weten die met betrekking tot de porositeit en permeabiliteit van de lagen en die met betrekking tot de dikte, temperatuur en aanwezigheid van de watervoerende lagen. Daarnaast heeft aanvrager al een goede indicatie met onderbouwing gegeven van het geothermische potentieel.

Seismiciteit

Aanvrager geeft aan geen seismisch risicoanalyse te hebben uitgevoerd door het gebrek aan data in het gebied. Aanvrager is voornemens in verdere verkenningsfasen een seismisch risicoanalyse uit te voeren. Binnen het aangevraagde vergunningsgebied bevindt zich een majeur breuksysteem. Daarom dient de aanvrager, bij het bepalen van de definitieve einddieptelocaties, in acht te nemen dat de afstand tussen de breuk en de einddieptelocatie van de injector mogelijk van invloed is op het voorkomen van eventuele seismische trillingen. Om die reden is deze afstand ook opgenomen in de score tabel van de Seismisch Risico en Hazard Analyse (SHRA) (QCon en IF 2016) [5]. De methodiek van QCon en IF (2016) [5] is een tijdelijke invulling van de SHRA, die onderdeel is van de beoordeling van het Winningsplan voor een geothermiesysteem.

Aangevraagd gebied en overlap met andere vergunningen

Het aangevraagde gebied (zie Bijlage 2) ligt in de gemeenten Bunnik, De Bilt, Houten, Nieuwegein, Stichtse Vecht, Utrecht, Woerden en Zeist in de provincie Utrecht en wordt begrensd door de rechte lijnen tussen de punten zoals weergegeven in Tabel 1.

Datum
25 april 2019

Onze referentie
AGE 19-10.023

Blad
9/13

Tabel 1: Coördinaten van het aangevraagde gebied Utrecht.

Punt	X	Y
1	133000,000	447980,000
2	145370,000	447980,000
3	145370,000	452580,000
4	147500,000	454800,000
5	145880,000	460890,000
6	145270,000	464110,000
7	137040,000	464110,000
8	128460,000	461400,000
9	126700,000	459500,000
10	126700,000	454800,000
11	129400,000	454800,000
12	132730,000	448920,000

De coördinaten zijn vermeld volgens het stelsel van de Rijksdriehoeksmeting (RD). Op basis van deze grensbeschrijving is de oppervlakte 262,68 km².

Het aangevraagde gebied Utrecht overlapt niet met bestaande vergunningsgebieden voor de opsporing of winning van aardwarmte of zout. Tevens is er geen overlap met (mijnwettelijke) opslagvergunningen en winningsvergunningen voor koolwaterstoffen. Het aangevraagde gebied Utrecht overlapt deels met de opsporingsvergunning koolwaterstoffen Utrecht, vergund aan Vermilion Energy Netherlands B.V.

Werkprogramma, vergunningsduur en omvang vergunning

Exploratiestrategie

LEAN

Aanvrager presenteert een beknopt werkprogramma in [1] en verwijst voor een uitgebreider werkprogramma naar [2]. De duur van het werkprogramma zoals gepresenteerd in [1] en [2] bedraagt 1,5 en 2 jaar respectievelijk, en komt dus niet overeen.

In [1] wordt een werkprogramma van 1,5 jaar voorgesteld. Na indiening van de opsporingsvergunningaanvraag zal de aanvrager van Q2 2018 - Q1 2019 exploratie uitvoeren. In Q2-Q3 2019 zal realisatie van de eerste boring plaatsvinden.

In [2] wordt een werkprogramma van 2 jaar voorgesteld. Exploratie zal plaatsvinden van Q3 2018 - Q4 2019. Tijdens de exploratiefase zal eerst verdere analyse van bestaande geologische en reprocessing en herinterpretatie van seismische data uitgevoerd worden. Hierna zal de aanvrager een putontwerp maken, een SDE beschikking indienen en de businesscase voor het portfolio opstellen. Dit zal resulteren in een go/no go beslissing voor realisatie van de eerste boring. Na een go beslissing zal de realisatie van de eerste boring plaats

Datum
25 april 2019

Onze referentie
AGE 19-10.023

Blad
10/13

vinden in Q1-Q2 2020. Onder deze realisatie valt ook een uitgebreid logging en coring programma en een productietest.

TNO-AGE acht de duur voor het werkprogramma van 1,5 tot 2 jaar te optimistisch gezien alle geplande werkzaamheden.

GOUD

Aanvrager presenteert het werkprogramma in [1] en verwijst voor verdere uitleg naar [3]. Na indienen van de opsporingsvergunning zal de aanvrager van Q2 2018 - Q4 2019 exploratie uitvoeren. De exploratie zal bestaan uit het optimaliseren van verschillende modellen, acquisitie en (re)processing van seismische data, en het begrijpen van de regionale structuur van het Dinantien. Van Q1 2020 - Q4 2020 zal de aanvrager een risicoanalyse maken van het gebied, de lokale geologie interpreteren en een putontwerp maken. Dit zal leiden tot een go/no go beslissing voor de realisatie van de eerste boring. Na een go beslissing is aanvrager voornemens de eerste boring uit te voeren in Q1 2021.

Duur van de vergunning

De aanvrager vraagt een opsporingsvergunning aan voor een periode van vijf jaar vanwege seismische acquisitie voor het project GOUD. Voor het project LEAN is werkprogramma van 1,5 tot 2 jaar voorgesteld, voor het project GOUD een werkprogramma van drie jaar. TNO-AGE acht daarom een duur van vier jaar beter passend bij het voorgestelde werkprogramma.

Omvang van de vergunning

Aangevraagde opsporingsvergunning beslaat een vrij groot gebied. TNO-AGE acht de omvang van aangevraagde vergunning passend om enkele redenen. Ten eerste staat het GOUD-project nog aan het begin van het onderzoek naar de potentie van het Dinantien en is het daarom nuttig uitgebreid onderzoek te doen in een groter gebied. Daarnaast richten zowel het LEAN- als het GOUD-project zich op de gemeente Utrecht en ligt het aangevraagde gebied ruim rondom gemeente Utrecht. Door deze gebiedsbegrenzing blijft er voldoende keus voor het vinden van een geschikte locatie voor het geothermieproject.

Gebiedsbegrenzing in het licht van voorgenomen einddiepte locaties putten

Aanvrager geeft geen einddiepte locaties van beoogde geothermische putten. Het dient aanbeveling dat bij het plannen van de putlocaties zorg wordt gedragen dat de boorlocaties op einddiepte op voldoende afstand van de grens van de vergunning vallen (minimaal de helft van de ondergrondse afstand van productie- en injectieput op aquiferniveau), om overschrijding van het vergunningsgebied bij eventuele winning te voorkomen.

Mogelijke interferentie met de opsporing of winning van koolwaterstoffen en risico's op aantreffen koolwaterstoffen**Datum**
25 april 2019**Onze referentie**
AGE 19-10.023**Blad**
11/13

Het aangevraagde gebied Utrecht overlapt deels met de opsporingsvergunning koolwaterstoffen Utrecht, vergund aan Vermilion Energy Netherlands B.V. In het aangevraagde gebied liggen geen olie- of gasvelden.

Ongeveer 6 km ten westen van het aangevraagde gebied ligt het Papekop olie- en gasveld. Aanvrager heeft hier niet over gerapporteerd. Aanvrager gaat niet in op risico's van het eventueel aantreffen van koolwaterstoffen.

10.2.g

Aangezien er prospectieve structuren aanwezig zijn in het doelreservoir binnen het aangevraagde gebied adviseert TNO-AGE de aanvrager rekening te houden met de mogelijkheid op het aantreffen van vrij gas en dit mee te nemen bij vervolgonderzoeken en het boorontwerp.

Referenties

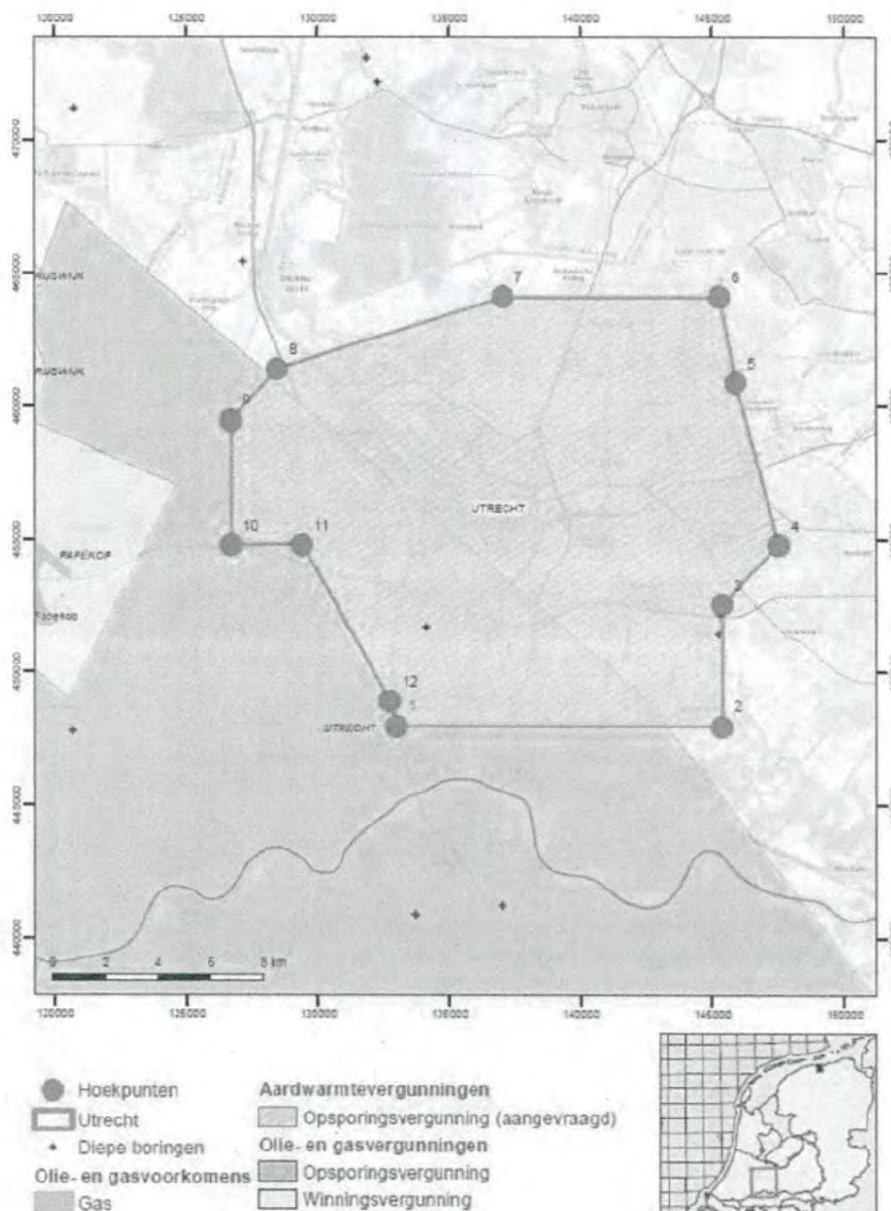
- [1] ENGIE Energy Solutions B.V., 22 juni 2018. Aanvraag opsporingsvergunning Utrecht.
- [2] LEAN: Low cost Exploration And deriskiNg of geothermal plays: the Rotliegend demonstrator. Projectplan Hernieuwbare Energie 2017.
- [3] Exploration Work Program UDG.
- [4] IF Technology B.V., 03 April 2018. Geological appendix exploration license application.
- [5] Q-Con en IF Technology, 2016. Defining the framework for Seismic Hazard Assessment in Geothermal Projects. Kennisagenda project.

Bijlage 2 - Ligging van het aangevraagde gebied

Datum
25 april 2019

Onze referentie
AGE 19-10.023

Blad
12/13



**Bijlage 3 (vertrouwelijk) - Ligging van het
aangevraagde gebied met bekende olie- en
gasprospecten**

Datum
25 april 2019

Onze referentie
AGE 19-10.023

Blad
13/13

10.1.c



Ministerie van Economische Zaken
en Klimaat

> Retouradres Postbus 20401 2500 EK Den Haag

Mijnraad
10.2.e
Postbus 93144
2500 AC DEN HAAG

Directoraat-generaal Klimaat
en Energie
Directie Warmte en Ondergrond

Bezoekadres
Bezuidenhoutseweg 73
2594 AC Den Haag

Postadres
Postbus 20401
2500 EK Den Haag

Overheidsidentificatienr
00000001003214369000

T 070 379 8911 (algemeen)
F 070 378 6100 (algemeen)
www.rijksoverheid.nl/ezk

Datum **23 MEI 2019**
Betreft Verzoek advies inzake aanvraag opsporingsvergunning aardwarmte
Utrecht

Ons kenmerk
DGKE-WO / 19121085

Uw kenmerk
-

Bijlage(n)
diversen

Geachte 10.2.e,

ENGIE Energie Solutions B.V. heeft op 22 juni 2018 een aanvraag ingediend voor een opsporingsvergunning aardwarmte voor het gebied genaamd Utrecht. Het aangevraagde gebied is op 9 augustus 2018 ter concurrentie aangeboden in de Staatscourant (nr. 44789). Op deze uitnodiging zijn geen concurrerende aanvragen ontvangen.

De oppervlakte van het aangevraagde gebied is 262,68 km². De vergunning wordt aangevraagd voor een periode van vijf jaar, vanwege samenwerking tussen projecten en additionele seismische acquisitie. TNO acht een duur van vier jaar beter passend bij het voorgestelde werkprogramma.

Aanvrager geeft aan op de hoogte te zijn van de in het gebied aanwezige beschermde water- en natuurgebieden en neemt kennis van eventuele restricties die deze met zich mee brengen.

De adviseurs hebben allen advies uitgebracht op de aanvraag.

Op grond van artikel 105, aanhef derde lid en onder a, van de Mijnbouwwet, ontvang ik graag het advies van de Mijnraad over bovenstaande zaak.

Bijgevoegd treft u aan:

- de aanvraag voor de opsporingsvergunning Utrecht;
- het advies van SodM;
- het advies van TNO;
- het advies van GS Utrecht.

De Minister van Economische Zaken en Klimaat,

10.2.e

Directoraat-generaal Klimaat
en Energie
Directie Warmte en Ondergrond

Ons kenmerk
DGKE-WO / 19121085

Van: 10.2.e
 Aan: 10.2.e
 Onderwerp: RE: Dossier OV aardwarmte Utrecht
 Datum: dinsdag 28 mei 2019 15:58:06

Hoi 10.2.e,

Ja, dat klopt. Het project SCAN (seismische campagne aardwarmte nederland) is in Utrecht begonnen en breidt zich geleidelijk uit over de rest van Nederland. EBN is hier nauw bij betrokken. Deze data acquisitie en kennisvergaring staat echter los van de aanvraag voor de opsporingsvergunning. EBN is niet bij de aanvraag betrokken als mede-aanvrager en staat ook niet in de uitvoerende projectorganisatie.

Groet, 10.2.e

Van: 10.2.e

Verzonden: dinsdag 28 mei 2019 15:52

Aan: 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: Dossier OV aardwarmte Utrecht

Hoi 10.2.e,

Vraagje over Utrecht.

Hoe zit het EBN in deze vergunningaanvraag?

EBN is toch betrokken bij het schieten van seismiek in die regio, dacht ik?

Heeft u vragen of opmerkingen over dit bericht?

U kunt mij bereiken via dit e-mailadres en onderstaand telefoonnummer.

Met vriendelijke groet,

10.2.e

10.2.e

.....
Rijksdienst voor Ondernemend Nederland

Bezoekadres: Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AV | Den Haag

Postadres: Postbus 93144 | 2509 AC | Den Haag

.....
 T 06 - 10.2.e

E 10.2.e @rvo.nl

.....
 Werkdagen: maandag t/m donderdag

Mijnraad

Aan
De Minister van Economische Zaken en Klimaat
t.a.v. de Directeur Warmte en Ondergrond
Postbus 20401
2500 EK Den Haag

Datum	Uw kenmerk	Ons kenmerk	Bijlage(n)
	DGKE-WO/ 19121085	MIJR/ 19159618	

28 JUN 2019

Betreft : Mijnraadadvies opsporingsvergunning aardwarmte Utrecht

Bij brief van 23 mei 2019 heeft u de Mijnraad advies gevraagd over de aanvraag opsporingsvergunning aardwarmte Utrecht van ENGIE Energie Solutions B.V. van 22 juni 2018.

De Mijnraad heeft kennisgenomen van de aanvraag en de hierover uitgebrachte adviezen, te weten:

- het advies van Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) van 9 januari 2019;
- het advies van het College van Gedeputeerde Staten van de provincie Utrecht van 5 februari 2019;
- het advies van TNO Adviesgroep Economische Zaken (TNO-AGE) van 25 april 2019.

Bij dit advies heeft de Mijnraad gekeken naar de volledigheid en de kwaliteit van het ingediende vergunningaanvraag, en naar de onderlinge samenhang en balans tussen vergunningaanvraag en uitgebrachte adviezen. De Mijnraad geeft in zijn advies geen uitputtende behandeling van de vergunningaanvraag en de adviezen, maar gaat met name in op die aspecten die de Mijnraad van belang acht voor het geven van aanvullende overwegingen, dan wel voor het onderstrepen, nuanceren of verbinden van opmerkingen of aanbevelingen in de adviezen.

Advies

De Mijnraad adviseert de Minister de opsporingsvergunning te verlenen.

De Mijnraad heeft de volgende opmerkingen.

De Mijnraad staat positief tegenover het feit dat de aanvrager met twee consortia twee verschillende projecten in het aangevraagde vergunningsgebied wil ontwikkelen. De Mijnraad merkt daarbij op dat het LEAN-project met het doel aardwarmte te winnen uit de Slochteren (Rotliegend)-formatie en het GOUD-project met ultra-diepe geothermie uit de Dinantiën-formatie, twee projecten zijn die voor de aanvrager op technisch gebied zeer uiteenlopend zijn en verschillende veiligheidsmaatregelen vereisen.

Mijnraad

Verder merkt de Mijnraad het volgende op:

- Uit de aanvraag komt naar voren dat in het gebied Utrecht weinig tot geen informatie bekend is over de reservoirparameters van de Dinantiën-formatie. De aanvrager gaat ervan uit dat ondanks de verwachte lage porositeit en permeabiliteit, deze permeabiliteit door fractures en breuken zal toenemen. De Mijnraad merkt op dat zeer waarschijnlijk putstimulatie zal moeten worden toegepast. De Mijnraad adviseert om studie te doen naar de omvang en de impact van putstimulatie in deze formatie en de resultaten van die studie breed onder stakeholders te communiceren.
- Uit figuur 2d van de aanvraag blijkt dat er een aantal (drink)water- beschermings- en natuurgebieden zijn gelegen in het beoogde gebied. De Mijnraad vraagt zich af of vanwege de restricties die samenhangen met deze gebieden er voldoende ruimte beschikbaar zal zijn om dubletten te kunnen positioneren.
- De Mijnraad constateert tot groot genoegen dat de aanvrager oog heeft voor zijn omgeving en dat in samenwerking met de provincie Utrecht reeds in dit vroege stadium bijeenkomsten zijn georganiseerd voor alle regiopartners in het aangevraagde opsporingsvergunningsgebied.

10.2.e

10.2.e

Mijnraad

Van: 10.2.e
Aan: 10.2.e @engie.com
Onderwerp: Begeleidende brief en besluit opsporingsvergunning aardwarmte Utrecht
Datum: dinsdag 29 oktober 2019 10:28:16
Bijlagen: [Brief en besluit opsporingsvergunning aardwarmte Utrecht.pdf](#)

Geachte 10.2.e,

Bijgaand treft u de door u, namens ENGIE Energy Solutions B.V. aangevraagde opsporingsvergunning Utrecht aan.

In de begeleidende brief staan enkele aandachtspunten genoemd, die namens EZK, de provincie Utrecht en de Mijnraad aan u worden meegegeven.

Dit besluit zal 5 november in de Staatscourant worden gepubliceerd.

Ik wens u namens het ministerie veel succes met het verder uitwerken van uw projecten!

Hartelijke groet,

10.2.e

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Directoraat-generaal Klimaat en Energie
Directie Warmte en Ondergrond
Bezuidenhoutseweg 73
Postbus 20401
2500 EK Den Haag
telefoon: 070 10.2.e
fax: 070 10.2.e
e-mail: 10.2.e @minezk.nl

Van: 10.2.e
 Aan: 10.2.e
 Onderwerp: Re: Reactie op uw toezegging
 Datum: vrijdag 13 november 2020 15:37:18

Dag 10.2.e, is geen probleem hoor! In Nieuwegein lijkt de politiek door onze niet aflatende informatie aan raadsleden ook te gaan vertragen en wordt de besluitvorming over het jaar heen getild.

Fijn weekend en groet, 10.2.e

Op vr 13 nov. 2020 13:23 schreef 10.2.e @minezk.nl>:

Dag 10.2.e,

Een inhoudelijke reactie van onze kant vraagt meer afstemming dan ik op voorhand heb kunnen inschatten, waarvoor mij excuus.

Ik hoop begin komende week meer duidelijk te kunnen geven over wanneer u een reactie op uw vraag kunt verwachten.

Hartelijke groet,

10.2.e

Van: 10.2.e @gmail.com>

Verzonden: donderdag 12 november 2020 23:36

Aan: 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: Reactie op uw toezegging

Dag 10.2.e, beste 10.2.e, kan het kloppen dat ik nog geen reactie van u of een collega heb gehad over de brief van EZK dd. 29 oktober 2019 inzake de opsporingsvergunning voor ENGIE. Mijn vraag was hoe er is vastgesteld dat Engie over voldoende middelen beschikt om o.m. schades aan woningen te kunnen betalen.

Ik ben zeer geïnteresseerd in het antwoord. Vriendelijk groetend, 10.2.e, 10.2.e

Op vr 30 okt. 2020 13:02 schreef 10.2.e @minezk.nl>:

Geachte 10.2.e,

Bij deze mijn contactgegevens.

Mobiele nummer: 10.2.e

Inhoudelijk kom ik komende week op uw vraag terug.

Hartelijke groet,

10.2.e

10.2.e

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Directoraat-generaal Klimaat en Energie

Directie Warmte en Ondergrond

Bezuidenhoutseweg 73

Postbus 20401

2500 EK Den Haag

telefoon: 070 10.2.e

fax: 070 10.2.e

e-mail: 10.2.e [zonnek.nl](mailto:10.2.e@zonnek.nl)

werkdagen: 10.2.e

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

Van: 10.2.e
Aan: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Onderwerp: FW: reactie op uw vraag over de financiële toetsing ov aw Utrecht
Datum: dinsdag 24 november 2020 18:23:15

Ter kennisname.

Antwoord is afgestemd met 10.2.e

Groet,
10.2.e

Van: 10.2.e

Verzonden: dinsdag 24 november 2020 18:22

Aan: 10.2.e @gmail.com'10.2.e @gmail.com>

Onderwerp: reactie op uw vraag over de financiële toetsing ov aw Utrecht

Geachte 10.2.e,

In reactie op uw vraag over 'Hoe er is vastgesteld dat de vergunninghouder van de opsporingsvergunning voor aardwarmte Utrecht, Engie, over voldoende middelen beschikt om onder meer schades aan woningen te kunnen betalen?', kan ik u het volgende antwoorden. Op basis van de informatie in het projectplan dat door Engie Energy Solutions is ingediend, is EZK van mening dat gedurende de looptijd van de opsporingsvergunning het consortium over voldoende financiële middelen kan beschikken om de in het projectplan opgenomen activiteiten uit te kunnen voeren. Nieuwe aanvragen voor een opsporingsvergunning worden onder meer getoetst aan artikel 9 van de Mijnbouwwet op basis van de onder artikel 1.3.1 van de Mijnbouwregeling benoemde documenten. De door Engie ingediende informatie voldoet in onze ogen aan de indieningsvereisten van artikel 1.3.1 van de Mijnbouwregeling in relatie tot artikel 9 van de Mijnbouwwet.

Daarnaast is een opsporingsvergunning een startpunt van een dergelijk geothermie project. Na deze toestemming, die het alleenrecht voor opsporing in het vergunde gebied vastlegt, volgen meer benodigde vergunningen naarmate de vergunninghouder verder naar realisatie van een geothermiedoublet toewerkt. Naast een winningsvergunning en een winningsplan moet, zoals wellicht bekend, ook worden gedacht aan de planologische toestemming van gemeente(n), diverse milieu en Wabo-vergunningen voor de installatie, etc. Een vergunninghouder, mits deze voldoet aan de eisen, kan ook na het verkrijgen van een vergunning voor opsporing subsidie(s) om hun plannen uit te kunnen voeren.

Bij de behandeling van de inhoudelijk meer gedetailleerde toestemmingen nemen ook de eisen aan de verantwoordelijkheden, draagkracht en veiligheid van de vergunninghouder en diens verzoeken voor instemmingen verder toe. Dit geldt zeker ook voor de mogelijke aansprakelijkheid bij mogelijke schade in het geval van winning.

Ik hoop u hiermee van voldoende reactie te hebben voorzien.

Hartelijke groet,

10.2.e

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
 Directoraat-generaal Klimaat en Energie
 Directie Warmte en Ondergrond
 Bezuidenhoutseweg 73
 Postbus 20401
 2500 EK Den Haag
 telefoon: 070 10.2.e
 fax: 070 10.2.e
 e-mail: 10.2.e @minezk.nl
 werkdagen: 10.2.e

Van: 10.2.e
Aan: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Onderwerp: RE: overlegdatum plannen ivm vragen over verleende opsporingsvergunning aardwarmte Utrecht
Datum: woensdag 14 juli 2021 14:32:17

Beste 10.2.e,
 Naar aanleiding van ons gesprek vanmorgen, stuur ik je bij dezen de e-mailadressen van 10.2.e
 10.2.e, beide werkzaam bij het ministerie van EZK:

- 10.2.e : 10.2.e
 @minezk.nl;
- 10.2.e ; heeft veel contact met gemeenten en provincies over vraagstukken zoals
 we vanmorgen bespraken: 10.2.e @minezk.nl.

Ik hoop je hiermee voldoende te hebben geïnformeerd. Als er nog vragen zijn met betrekking
 tot vergunningverlening, hoor ik dat natuurlijk graag.

Hartelijke groet,
 10.2.e

Van: 10.2.e

Verzonden: maandag 12 juli 2021 09:08

Aan: 10.2.e @provincie-utrecht.nl>; 10.2.e
 10.2.e @minezk.nl>

CC: 10.2.e @provincie-utrecht.nl>

Onderwerp: RE: overlegdatum plannen ivm vragen over verleende opsporingsvergunning
 aardwarmte Utrecht

Goedemorgen 10.2.e,
 Komende woensdag 14 juli 10-11 is prima voor mij.
 Tot dan!
 Hartelijke groet,
 10.2.e

Van: 10.2.e @provincie-utrecht.nl>

Verzonden: maandag 12 juli 2021 09:03

Aan: 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
 10.2.e @minezk.nl>

CC: 10.2.e @provincie-utrecht.nl>

Onderwerp: RE: overlegdatum plannen ivm vragen over verleende opsporingsvergunning
 aardwarmte Utrecht

Beste 10.2.e,
 beiden dank voor reactie. Vanwege vakantie 10.2.e en aansluitend die van mij doe ik nog een poging
 voor woensdag a.s.

@10.2.e schikt jou woensdag een moment tussen 10.30 en 13.30 en 14.00-15.00 uur?

Met vriendelijke groet,

10.2.e

10.2.e

Provincie Utrecht

Archimedeslaan 6 | Postbus 80300 | 3508 TH Utrecht

Telefoon 0610.2.e

Let op: mijn vaste nummer (030) 10.2.e vervalt binnenkort

www.provincie-utrecht.nl

Denk voor het printen van deze e-mail aan het milieu.

Van: 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: maandag 12 juli 2021 08:49

Aan: 10.2.e @provincie-utrecht.nl>; 10.2.e
 10.2.e @minezk.nl>

CC: 10.2.e @provincie-utrecht.nl>

Onderwerp: RE: overlegdatum plannen ivm vragen over verleende opsporingsvergunning

aardwarmte Utrecht

Beste 10.2.e,

Dat is een interessant gegeven, en uiteraard teleurstellend. Ik ben benieuwd naar de motivatie. Deze week ben ik t/m woensdag nog aanwezig, daarna ben ik drie weken met verlof. Ik hoor graag of het deze week nog schikt.

Vriendelijke groet, 10.2.e

Van: 10.2.e @provincie-utrecht.nl>

Verzonden: vrijdag 9 juli 2021 07:17

Aan: 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>

cc: 10.2.e @provincie-utrecht.nl>

Onderwerp: overlegdatum plannen ivm vragen over verleende opsporingsvergunning

aardwarmte Utrecht

Beste 10.2.e,

Gisteren hebben 10.2.e en ik elkaar gesproken aan de telefoon over de opsporingsvergunningaanvragen Kudelstaart, Uithoorn en Amsterdam-Amstelveen. In het gesprek stelde ik ook vragen over de in 2019 vergunde opsporingsvergunning aardwarmte Utrecht en 10.2.e gaf aan dat ik hiervoor het beste ook 10.2.e kon benaderen. Hieronder licht ik de situatie en onze vragen kort toe. Mijn collega 10.2.e en ik zouden graag met jullie een overleg van een 45 minuten plannen in de week van 19-23 juli. Wanneer schikt het voor jullie op de volgende dagen en tijden:

maandag 19 juli: 9.30-11.00 uur

dinsdag 20 juli: 15-17 uur

woensdag 21 juli: 10-14 uur

donderdag 22 juli: 9-10, 11-13 en 15-17 uur

Korte situatieschets en onze vragen:

Het lijkt er op dat de vergunninghouder niet wil doorgaan met het project LEAN in Nieuwegein en zij willen hierover aan het eind van de zomer gaan communiceren. De onderbouwing voor deze keuze is wat ons betreft zwak. Wij als provincie zien nog steeds kansen voor een aardwarmteproject in Nieuwegein waarbij de warmte kan aansluiten op het warmtenet van Utrecht/Nieuwegein. Wij zitten met diverse vragen waar we graag met jullie in een overleg willen bespreken: Wat zijn de mogelijkheden voor ons in de situatie dat de vergunninghouder van een opsporingsvergunning de stekker er uit trekt. Wat betekent dit voor de opsporingsvergunning? Wat kan EZK als bevoegd gezag hierin betekenen? Wat als een andere marktpartij zich aandient om het project te willen uitvoeren? Ik benadruk dat dit dus onze vragen zijn op een mogelijke aankondiging van het consortium LEAN en bedoeld om ons voor te bereiden mocht de situatie zich voordoen en adequaat en conform wet- en regelgeving te kunnen reageren.

Alvast bedankt voor de reacties op de overlegdata en ik hoop dat het lukt om elkaar voor de zomervakantieperiode te treffen.

Met vriendelijke groet,

10.2.e

Provincie Utrecht

Archimedeslaan 6 | Postbus 80300 | 3508 TH Utrecht

Telefoon 06-10.2.e

Let op: mijn vaste nummer (030 10.2.e) vervalt binnenkort

www.provincie-utrecht.nl

Denk voor het printen van deze e-mail aan het milieu.

"De informatie verzonden met dit bericht is uitsluitend bestemd voor de geadresseerde. Gebruik van deze informatie door anderen dan de geadresseerde is verboden. Openbaarmaking, vermenigvuldiging, verspreiding en/of verstrekking van deze informatie aan derden is niet toegestaan.

Het is mogelijk dat tijdens het transport van dit bericht fouten zijn ontstaan zodat het bericht onjuist is overgekomen. Hiervoor kunnen wij geen aansprakelijkheid erkennen. Uitsluitend het door de bevoegde persoon dan wel het bevoegde bestuursorgaan ondertekende papieren

document is bindend. Wij adviseren u om bij twijfel over de juistheid of volledigheid contact met ons op te nemen”.

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

“De informatie verzonden met dit bericht is uitsluitend bestemd voor de geadresseerde. Gebruik van deze informatie door anderen dan de geadresseerde is verboden. Openbaarmaking, vermenigvuldiging, verspreiding en/of verstrekking van deze informatie aan derden is niet toegestaan.

Het is mogelijk dat tijdens het transport van dit bericht fouten zijn ontstaan zodat het bericht onjuist is overgekomen. Hiervoor kunnen wij geen aansprakelijkheid erkennen. Uitsluitend het door de bevoegde persoon dan wel het bevoegde bestuursorgaan ondertekende papieren document is bindend. Wij adviseren u om bij twijfel over de juistheid of volledigheid contact met ons op te nemen”.